



Metodología para la implementación de la puesta a tierra del neutro en sistemas de media y baja tensión en la ciudad de Pereira.

**Jose David Montoya López
Johan Sebastián López Román**

**Universidad tecnológica de Pereira
Facultad de ingenierías, Ingeniería Eléctrica
Pereira, Colombia
2017**

Metodología para la implementación de la puesta a tierra del neutro en sistemas de media y baja tensión en la ciudad de Pereira.

Jose David Montoya López
Johan Sebastián López Román

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al
título de:
Ingeniero Electricista

Director:
Ing. Jorge Humberto Sanz Álzate

Universidad tecnológica de Pereira
Facultad de ingenierías, Ingeniería Eléctrica
Pereira, Colombia

2017

Nota de aceptación:

Firma del director del programa

Firma del director del proyecto

Firma del jurado

Pereira, noviembre de 2017

AGRADECIMIENTOS

A nuestras familias por su amor, entrega, dedicación y esfuerzo por formarnos y ayudarnos a ser las personas que hoy somos y por permitirnos culminar nuestros estudios de manera satisfactoria acompañándonos durante tan arduo proceso.

A la Universidad tecnológica la cual fue nuestro segundo hogar a lo largo de nuestro proceso de formación, por ser una institución destacada por su excelencia y por haber puesto a nuestra disposición todo el talento humano que nos acompañó en este proceso de aprendizaje.

Al ingeniero Jorge Humberto Sanz quien nos acompañó a lo largo de este proyecto de grado guiándonos y respaldándonos con sus conocimientos y experiencias.

Resumen

Los sistemas de distribución actuales continuamente buscan estar protegidos ante cualquier eventualidad o falla que pudiese presentarse, es por esto que dichos sistemas requieren de una puesta a tierra que garantice la continuidad del servicio optando siempre por tener una red económica sin sacrificar la robustez y confiabilidad de ésta. Los sistemas de distribución exigen el mejor método de puesta a tierra, con el fin de lograr dicho objetivo se deberán evaluar las consideraciones generales para seleccionar la manera adecuada de hacerlo, según la clase y el medio de puesta a tierra. Con esta metodología aquí plasmada se busca encontrar la mejor manera de poner a tierra el sistema de distribución de la ciudad de Pereira tomando como base la norma “IEEE Guide for the Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems”, además de servir como un manual o guía para redes con características similares a lo largo de todo el territorio colombiano.

Palabras clave: Clase de puesta a tierra, coeficiente de puesta a tierra (COG), sistemas eléctricos de potencia, puesta a tierra sólida, impedancia de puesta a tierra, medio de puesta a tierra, puesta a tierra del neutro, puesta a tierra de sistemas eléctricos de potencia.

Abstract

Current distribution systems continually seek to be protected against any eventuality or failure that could arise, which is why these systems require a grounding that guarantees the continuity of the service always choosing to have an economic network without sacrificing the robustness and reliability of the system. Distribution systems require the best method of grounding in order to achieve this objective. General considerations should be evaluated to select the appropriate way to do so, depending on the classes and grounding means. With this methodology, the aim is to find the best way to ground the distribution system of the city of Pereira based on the "IEEE Guide for the Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems", in addition to be used as a manual or guide for networks with similar characteristics throughout the Colombian territory.

Keywords: class of grounding, coefficient of grounding (COG), effectively grounded, electrical utility systems, grounded solidly, ground-fault current, impedance grounding, means of grounding, neutral grounding, power-system grounding,

Objetivo general

Proponer una metodología que permita implementar la puesta a tierra del neutro de manera adecuada en sistemas de distribución en media y baja tensión.

Objetivos específicos

- Aplicar la norma “IEEE Guide for the Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems” al sistema eléctrico de la ciudad de Pereira en redes de media y baja tensión.
- Proponer una alternativa para minimizar el nivel de falla en algunos nodos de la red de media tensión de la ciudad de Pereira.
- Evaluar las consideraciones generales en la selección de la clase y el medio de puesta a tierra adecuado según el sistema en cuestión.
- Crear un manual o guía que proponga la forma más efectiva de poner los elementos del sistema de media y baja tensión a tierra, sin incluir subestaciones.
- Considerar la ubicación geográfica donde el sistema eléctrico estará funcionando con el fin de seleccionar correctamente los tipos de descargadores de sobretensión requeridos y el grado de protección que sea necesario.

Contenido

1. Introducción	13
2. Selección de parámetros para la puesta a tierra del neutro	15
2.1. Definiciones	15
2.2. Objetivos de la puesta a tierra del sistema	18
2.3. Medios de puesta a tierra	19
2.3.1. Sólidamente puesto a tierra.....	20
2.3.2. Puesta a tierra por inductancia	22
2.3.3. Puesta a tierra por Resistencia	23
2.3.4. Puesta a tierra resonante	23
2.3.5. Puesta a tierra por capacitancia	24
2.3.6. Transformadores de puesta a tierra	24
2.3.7. Sistemas de cuatro hilos con puesta a tierra común o de un solo punto	25
2.3.8. Sistemas de tres hilos con puesta a tierra común	25
2.3.9. Coeficiente de puesta a tierra	25
2.3.10. Factor de falla a tierra (EFF)	26
2.3.11. Efectivamente puesto a tierra	26
2.4. Clases de puesta a tierra	26
2.4.1. Sistema puesto a tierra	26
2.4.2. Determinación cuantitativa de las clases de puesta a tierra	27
3. Cálculo de la Resistencia de puesta a tierra y mediciones correspondientes	28
3.1. Valores de referencia de resistencia de puesta a tierra	28
3.2. Mediciones para sistemas de puesta a tierra	29
3.3. Medición de Resistencia de Puesta a Tierra	30
3.3.1. Medición de las tenciones de paso y contacto	31
4. Consideraciones Retie y el sistema eléctrico Pereirano	32
4.1. Requisitos de un sistema de puesta a tierra	32
4.2. Mantenimiento de sistemas de puesta a tierra	35
4.3. Diseño del sistema de puesta a tierra	35
4.3.1. Procedimiento básico	36
4.4. Funciones del sistema de puesta a tierra	36
4.5. Pereira Risaralda Colombia y su sistema eléctrico	37

5. Control de sobretensiones temporales y consideraciones básicas	42
5.1. Componentes simétricas	43
5.1.1. Componentes simétricas de vectores asimétricos	43
5.1.2. Potencia en función de las componentes simétricas	45
5.2. Redes de secuencia positiva, negativa y cero	45
5.2.1. Impedancias de secuencia	45
5.2.2. Redes de secuencia cero	46
5.3. Fallos asimétricos	46
5.3.1. Fallos asimétricos en sistemas de potencia	46
5.4. Fallas a tierra	48
5.5. Ferorresonancia, medidas prácticas para reducir su probabilidad de ocurrencia	50
5.6. Control de corrientes de falla a Tierra	51
 6. Conclusiones y recomendaciones	 56
6.1. Conclusiones	56
6.2. Recomendaciones	57
 7. Bibliografía	 59

Lista de Figuras

2-3	Conexión de devanados	20
2-3-1.a	Disposición en Estrella para la puesta a tierra sólida del sistema	21
2-3-1.b	Disposición en triangulo para la puesta a tierra sólida del sistema	22
2-3-4	Bobina de Petersen	24
3-2.a	Esquema de medición de resistividad aparente	29
3-2.b	Esquema de medición de resistencia de puesta a tierra	30
4-1.a	Sistemas con puestas a tierra dedicadas e interconectadas	33
4-1.b	Una sola puesta a tierra para todas las necesidades	34
4-1.c	Puestas a tierra separadas o independientes	34
4-5.a	Ubicación estaciones meteorológicas del SIN	38
4-5.b	Lluvia promedio anual en Pereira	39
4-5.c	Número de días con Lluvia promedio anual	40
5-1.1	Componentes simétricas de un sistema desequilibrado	43
5-3-1.a	Tipos de fallos asimétricos	47
5-3-1.b	Equivalentes de Thévenin de los tres tipos de secuencia	47
5-4.a	Fallo de línea a tierra	49
5-4.b	Diagrama de fase para una falla única de línea a tierra	49
5-5	Conmutación monofásica en un circuito trifásico	50
5-6.a	Nodo 1 circuito Ventorrillo 5	52
5-6.b	Nodo 2 circuito Naranjito 1, Villa del prado	54

Lista de Tablas

3-1. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra	28
4-2. Inspecciones según su nivel de tensión para los sistemas de puesta a tierra	35
4-5.a Tipos de electrodo.....	41
4-5.b Tensiones eléctricas del sistema de la ciudad de Pereira	41

1. Introducción

Los sistemas de distribución de energía eléctrica, encargados de suministrar la energía desde la subestación hasta el usuario final, están expuestos a múltiples fallas ya sean causadas por descargas atmosféricas, fallas de equipos de maniobra y de protección, entre otras, por lo tanto, se debe proteger de forma adecuada el sistema con el fin de no perjudicar la continuidad del servicio y afectar la economía y robustez de la red. Los aspectos climáticos, condiciones del terreno y ubicación geográfica hacen que la coordinación de las protecciones y medidas de protección sea un poco compleja.

La preservación de la vida humana es sin duda el factor más importante que se debe tener en cuenta en el diseño y construcción del sistema de distribución, de igual forma existen otros ítems no menos importantes como el estado de los aparatos, líneas, elementos de transformación, etc. Esto con el fin de tener mayor seguridad, mejor funcionamiento, regularidad en la operación entre otros. La puesta a tierra del neutro en los sistemas de distribución ofrece una solución a todos estos problemas, de esta forma se pueden limitar tensiones elevadas que se puedan presentar por descargas atmosféricas, fenómenos de inducción o en caso de presentarse contacto entre personas, animales u objetos con elementos energizados sería posible controlarlo con un sistema de puesta a tierra correctamente implementado.

Actualmente en Colombia las empresas prestadoras de servicios de energía eléctrica, más precisamente en distribución exigen tener un sistema puesto a tierra. Particularmente la empresa de energía de Pereira estipula en su norma técnica que su sistema de distribución debe estar puesto a tierra bajo ciertos criterios que allí se establecen. Por ejemplo en baja tensión conciertan conectar físicamente el neutro (conductor puesto a tierra) el cual debe ser continuo, al conductor de puesta a tierra del transformador de distribución, incluyendo cada punto de los ramales involucrados. En media tensión justifican la utilización de equipos para la protección contra sobrecorrientes como seccionadores, reconectadores, interruptores de uso general entre otros, así como también la protección de transformadores con fusibles y sugieren utilizar cortacircuitos en sus redes de 13,2 kV y de igual manera se protege la red con dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias (DPS), en conjunto con un análisis de coordinación de aislamiento eléctrico, y el análisis de nivel de riesgo por rayos y medida de protección contra rayos (SIPRA) considerado previo al diseño de la red.

Esta metodología utilizada para poner el sistema a tierra en Pereira es similar a la implementada por otras empresas de energía dentro del territorio colombiano, presentando variaciones en su diseño no muy diferente a la anteriormente presentada.

Con frecuencia, las empresas de energía eléctrica del país y del mundo buscan evaluar el nivel del riesgo en sistemas de media tensión, para así poder ejecutar métodos que puedan contribuir a limitar tensiones excesivas o sobrecorrientes como también despejar fallas ocasionadas por descargas atmosféricas, estas últimas son las causantes en su mayoría de interrupciones del suministro de energía momentáneamente, aunque pueden causar interrupciones permanentes, lo que afecta la calidad del servicio prestado por las entidades de energía eléctrica pertinentes, aunque el rayo es el principal responsable de dichas interrupciones, se debe considerar también los otros motivos que se puedan presentar en la red. La subestación de distribución que debe estar puesta a tierra de tal forma que se pueda establecer un límite seguro en cuanto a la diferencia de potencial, presente en condiciones de falla entre puntos que pueden entrar en contacto con personas, en el presente se sigue innovando desarrollando métodos de forma analítica que sirvan como una solución para los problemas que se observan cuando se ocasiona una falla en una subestación.

El estado del terreno debe ser estudiado de manera precisa con el fin de analizar experimentalmente la humedad, resistividad de este y demás factores que pudiesen representar un parámetro variable según la ubicación geográfica donde esté previsto el funcionamiento de la red, ya que la resistividad del lugar está influenciada por la humedad y aunque en menor medida por su temperatura, estos efectos son tan significativos que la resistencia del terreno disminuye con el aumento de la humedad y con el incremento de la temperatura, otro efecto que se tiene en cuenta en los actuales métodos para poner a tierra un sistema o red, es el efecto de la humedad y las sales disueltas sobre la resistividad del terreno que es una causa de imprecisión en la determinación de la resistencia del terreno, es la variación de valores de esta magnitud, es un factor que cambia a medida que aumenta la profundidad de enterramiento del electrodo.

La “IEEE Guide for the Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems” instaure un método efectivo de protección de sistemas de potencia aplicable al sistema de distribución y ofrece pautas para el correcto diseño de redes de baja y media tensión, la mencionada guía es entonces usada como base para el desarrollo del actual proyecto

2. Selección de parámetros para la puesta a tierra del neutro

En este capítulo se presentan las consideraciones básicas para la selección de los parámetros de puesta a tierra del neutro que proporcionaran el control de sobretensión y corriente de falla a tierra en todas las partes del sistema eléctrico de potencia además proporciona definiciones y consideraciones generales para todos los tipos de sistemas eléctricos de potencia.

No hay una respuesta simple al problema de la puesta a tierra. Cada una de las posibles soluciones a un problema de puesta a tierra tiene por lo menos una característica que es sobresaliente, pero que se obtiene con algún sacrificio de otras características o parámetros que pueden ser igualmente importantes. Por lo tanto, la selección de la clase y los medios de puesta a tierra suele ser un compromiso entre soluciones algo conflictivas entre sí. [1]

2.1. Definiciones

Acometida: Derivación de la red local del servicio respectivo, que llega hasta el registro de corte del inmueble. En edificios de propiedad horizontal o condominios, la acometida llega hasta el registro de corte general. En aquellos casos en que el dispositivo de corte esté aguas arriba del medidor, para los efectos del presente proyecto de grado, se entenderá la acometida como el conjunto de conductores y accesorios entre el punto de conexión eléctrico al sistema de uso general (STN, STR o SDL) y los bornes de salida del equipo de medición.

Aislador: Elemento de mínima conductividad eléctrica, diseñado de tal forma que permita dar soporte rígido o flexible a conductores o a equipos eléctricos y aislarlos eléctricamente de otros conductores o de tierra.

Alambre: Hilo o filamento de metal, trefilado o laminado, para conducir corriente eléctrica.

Análisis de riesgos: Conjunto de técnicas para identificar, clasificar y evaluar los factores de riesgo. Es el estudio de consecuencias nocivas o perjudiciales, vinculadas a exposiciones reales o potenciales.

Arco eléctrico: Haz luminoso producido por el flujo de corriente eléctrica a través de un medio aislante, que produce radiación y gases calientes.

Cable: Conjunto de alambres sin aislamiento entre sí y entorchado por medio de capas concéntricas.

Clase de puesta a tierra: Un rango específico o grado de conexión a tierra; Por ejemplo, efectiva y no efectiva.

Cargabilidad: Límite térmico dado en capacidad de corriente, para líneas de transporte de energía, transformadores, etc.

Conductor neutro: Conductor activo conectado intencionalmente al punto neutro de un transformador o instalación y que contribuye a cerrar un circuito de corriente.

Conductor a tierra: También llamado conductor del electrodo de puesta a tierra, es aquel que conecta un sistema o circuito eléctrico intencionalmente a una puesta a tierra.

Dispositivo de protección contra sobretensiones transitorias (DPS): Dispositivo diseñado para limitar las sobretensiones transitorias y conducir las corrientes de impulso. Contiene al menos un elemento no lineal.

Electrodo de puesta a tierra: Es el conductor o conjunto de conductores enterrados que sirven para establecer una conexión con el suelo.

Medio de puesta a tierra: Los dispositivos físicos mediante los cuales se logran diversos grados de puesta a tierra; Por ejemplo: puesta a tierra inductiva, puesta a tierra por resistencia, puesta a tierra resonante

Nivel de riesgo: Equivale a grado de riesgo. Es el resultado de la valoración conjunta de la probabilidad de ocurrencia de los accidentes, de la gravedad de sus efectos y de la vulnerabilidad del medio.

Pararrayos: Elemento metálico resistente a la corrosión, cuya función es interceptar los rayos que podrían impactar directamente sobre la instalación a proteger. Más técnicamente se denomina terminal de captación.

Puesta a tierra: Grupo de elementos conductores equipotenciales, en contacto eléctrico con el suelo o una masa metálica de referencia común, que distribuye las corrientes eléctricas de falla en el suelo o en la masa. Comprende electrodos, conexiones y cables enterrados.

Red de distribución: Conjunto de circuitos y subestaciones, con sus equipos asociados, destinados al servicio de los usuarios de un municipio.

Red equipotencial: Conjunto de conductores del sistema de puesta a tierra que no están en contacto con el suelo o terreno y que conectan sistemas eléctricos, equipos o instalaciones con la puesta a tierra.

Resistencia de puesta a tierra: Es la relación entre el potencial del sistema de puesta a tierra a medir, respecto a una tierra remota y la corriente que fluye entre estos puntos

RETIE: Acrónimo del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas adoptado por Colombia.

Sistema de puesta a tierra (SPT): Conjunto de elementos conductores continuos de un sistema eléctrico específico, sin interrupciones, que conectan los equipos eléctricos con el terreno o una masa metálica. Comprende la puesta a tierra y la red equipotencial de cables que normalmente no conducen corriente.

Sobrecarga: Funcionamiento de un elemento excediendo su capacidad nominal.

Sobretensión: Tensión anormal existente entre dos puntos de una instalación eléctrica, superior a la tensión máxima de operación normal de un dispositivo, equipo o sistema.

Tierra: Para sistemas eléctricos, es una expresión que generaliza todo lo referente a conexiones con tierra. En temas eléctricos se asocia a suelo, terreno, tierra, masa, chasis, carcasa, armazón, estructura o tubería de agua. El término “masa” solo debe utilizarse para aquellos casos en que no es el suelo, como en los aviones, los barcos y los carros

2.2. Objetivos de la puesta a tierra del sistema

Los siguientes objetivos buscan garantizar la continuidad del servicio de ser alcanzados de manera satisfactoria y de ser evaluados adecuadamente, además influenciaran de forma significativa la economía del sistema.

Los objetivos básicos en la selección de un esquema de puesta a tierra para cualquier sistema dado son los siguientes:

- Limitación de la magnitud de la corriente de falla a tierra.
- Limitación de las sobretensiones transitorias de línea a tierra.
- Garantizar sensibilidad y selectividad del relé de falla a tierra.
- Limitación de los valores de tensión y grado de protección contra sobretensiones, disponibles de los descargadores de sobretensiones.
- Tener un sistema de distribución seguro, confiable y económico.
- Proveer una trayectoria de retorno a la corriente de falla de baja impedancia, en orden de activar las protecciones y despejar o dar la señal de alarma correspondiente en caso de falla lo más rápido posible.
- Minimizar el efecto de las descargas atmosféricas en el personal, equipos y estructuras.

2.3. Medios de puesta a tierra

El tema de la conexión a tierra del sistema es extremadamente importante, ya que afecta la susceptibilidad del sistema ante tensiones transitorias, determina los tipos de cargas que el sistema podrá abastecer y ayuda a determinar los requerimientos de protección del sistema. La disposición de la conexión a tierra del sistema está determinada por la conexión a tierra de la fuente de alimentación. La NEC establece cuatro categorías para los tipos de fuentes de alimentación en sistemas industriales. [2], [3]

Categoría A: Sistemas de potencia - la conexión a tierra del sistema generalmente está determinada por la configuración del devanado secundario del transformador de la subestación de servicio ubicada aguas arriba.

Categoría B: Generador - La conexión a tierra del sistema está determinada por la configuración del bobinado del estator.

Categoría C: Transformador - la conexión a tierra del sistema que es alimentado por un transformador está determinada por la configuración del devanado secundario del transformador

Categoría D: Convertidor de energía estático: para dispositivos como rectificadores e inversores, la conexión a tierra del sistema está determinada por la puesta a tierra de la etapa de salida del convertidor.

Las categorías A a D se incluyen en la definición de NEC para un "sistema derivado por separado

Hoy en día los sistemas trifásicos que son puestos a tierra sólidamente son usualmente conectados en Y (estrella), con su punto neutro puesto a tierra, por otra parte, los sistemas no puestos a tierra pueden ser conectados en Y o en delta, sin embargo, la conexión en delta es la más común. De forma similar los sistemas puestos a tierra por resistencia suelen tener una conexión en Y con su punto neutro puesto a tierra por medio de una resistencia, ahora, los sistemas trifásicos que son conectados en delta pueden ser puestos a tierra empleando un transformador de puesta a tierra en zig-zag. Este transformador de puesta a tierra deriva un punto neutro y dicho punto puede ser posteriormente puesto a tierra sólidamente o a través de una impedancia. En su mayoría todos los sistemas suministrados por transformadores son puestos a tierra ya sea de forma sólida o por resistencia. [3]

Existen dos formas comunes de conectar los devanados del dispositivo: Estrella y triangulo. Estos dos arreglos, con sus relaciones de tensión se muestran en la figura 2-3

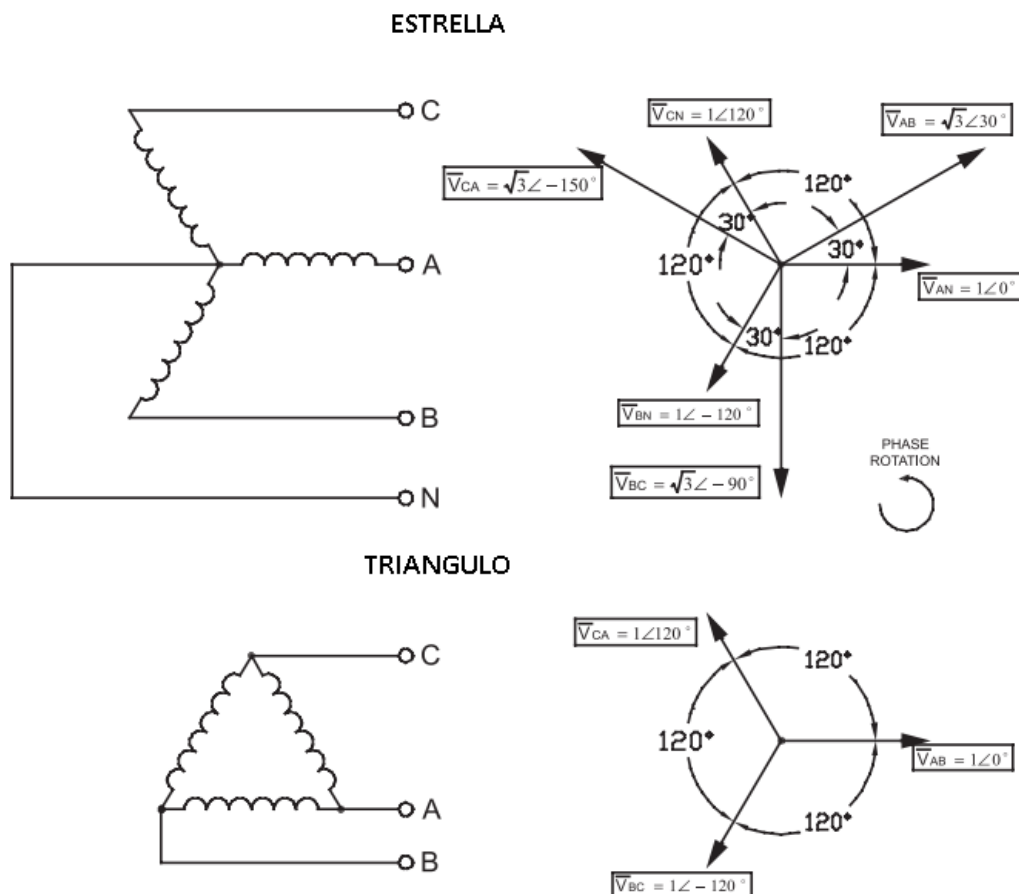


Figura 2-3 Conexión devanados [2]

Ninguno de estos arreglos está inherentemente asociado con ningún arreglo en particular de conexión a tierra del sistema, aunque algunos arreglos son más comúnmente usados que otros por razones que serán explicado en este proyecto.

2.3.1. Sólidamente puesto a tierra

El sistema sólidamente conectado a tierra es el arreglo de sistema más común, y uno de los más versátiles. La configuración más comúnmente usada es la estrella con conexión a tierra sólida. La disposición del sistema en estrella sólidamente conectada a tierra puede mostrarse considerando el terminal neutro de la configuración en Estrella de la figura 2-3 puesto a tierra de la forma como se ilustra en la figura 2-3-1.a.

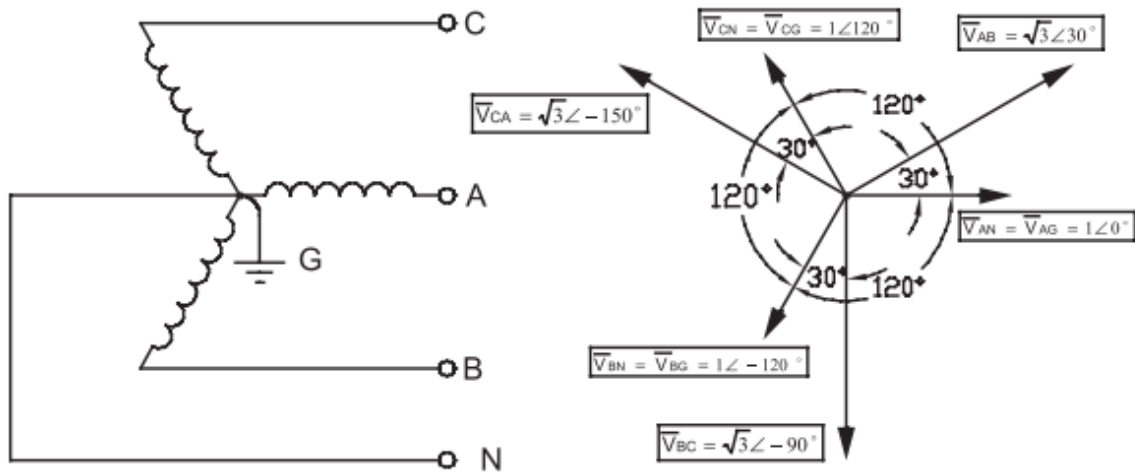


Figura 2-3-1.a Disposición en Estrella para la puesta a tierra sólida del sistema [2]

De la anterior figura se puede resaltar lo siguiente:

Primero, la tensión del sistema con respecto a tierra se fija mediante la tensión del devanado de fase a neutro. Ya que las partes del sistema de potencia, como los marcos de los equipos, están conectados a tierra, y el resto del entorno está esencialmente en el mismo potencial de tierra, esto tiene grandes implicaciones para el sistema. Significa que el nivel de aislamiento de línea a tierra del equipo solo necesita ser de la magnitud como sea la tensión de fase a neutro, que es 57.7% del voltaje de fase a fase.

También significa que el sistema es menos susceptible a los transitorios de tensión de fase a tierra. [4]

En segundo lugar, el sistema es adecuado para suministrar cargas de línea a neutro. El funcionamiento de una carga monofásica conectada entre una fase y neutro será la misma en cualquier fase ya que las magnitudes de la tensión de fase son iguales. Esta disposición del sistema es muy común en la mayoría de los sistemas de distribución. Aunque no existe un sistema de distribución óptimo para todas las aplicaciones, Las características de un sistema eléctrico deben valorarse contra los requerimientos de las cargas a usar, el alumbrado, la continuidad del servicio, la seguridad y el costo; de esta forma se podrá determinar si un sistema de distribución debe ser puesto a tierra de forma sólida o a través de una impedancia, o incluso no ser puesto a tierra.

Mientras que el sistema en estrella sólidamente conectado a tierra es, por mucho, el sistema más utilizado, la disposición en Estrella no es la única disposición que existe para un sistema sólidamente conectado a tierra. El sistema sólidamente puesto a tierra también puede ser logrado con una disposición en triángulo, como se muestra en la figura 2-3-1.b. En comparación con el sistema en estrella sólidamente conectado a tierra de la figura 2-3-1.a este sistema de puesta a tierra tiene una serie de desventajas. Las tensiones de fase a tierra no son iguales y, por lo tanto, el sistema no es adecuado para cargas monofásicas. Y, sin una identificación adecuada de las fases, existe el riesgo de choque eléctrico ya que un conductor (la fase B), está conectada a tierra y podría ser identificada erróneamente. Esta disposición ya no es de uso común, aunque todavía existen algunas instalaciones donde se utiliza este arreglo.

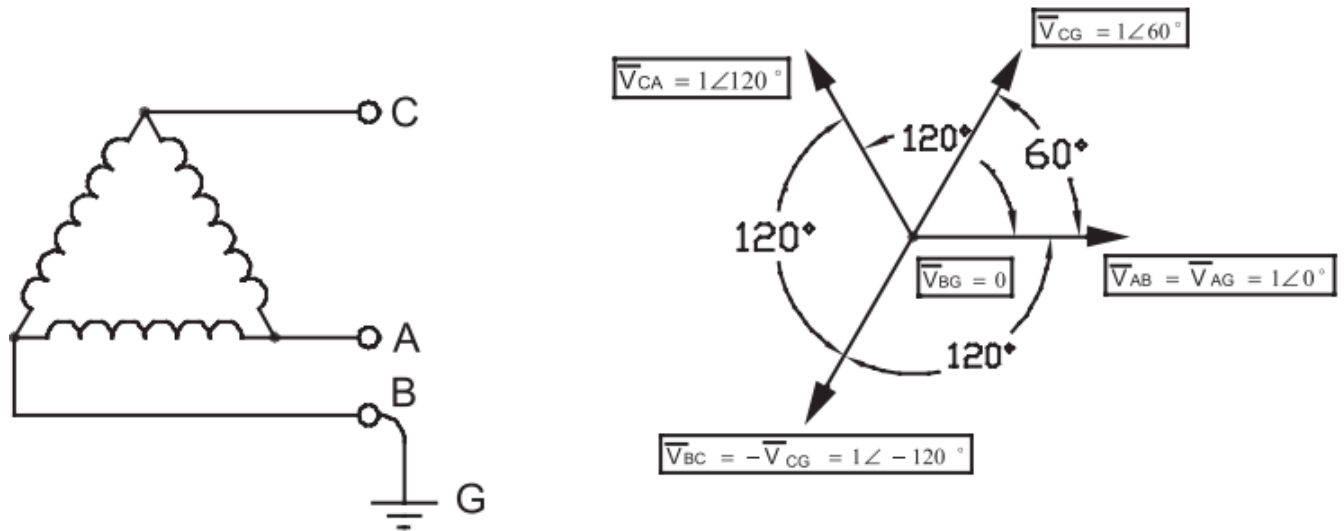


Figura 2-3-1.b Disposición en triángulo para la puesta a tierra sólida del sistema [2]

Se dice que se tiene una puesta a tierra sólida cuando se conecta directamente a tierra el sistema en cuestión a través de una conexión de tierra adecuada en la que no se ha insertado intencionalmente una impedancia. El término “puesto a tierra sólidamente”, aunque es comúnmente utilizado, puede ser algo engañoso ya que un transformador puede tener su neutro puesto a tierra sólidamente, y su impedancia de secuencia cero resultante podría ser muy alta, debido a las características del sistema o del transformador, que se desarrollarían altas tensiones de fase a tierra durante condiciones de falla a tierra. [4]

2.3.2. Puesta a tierra por inductancia

Este medio de puesta a tierra hace referencia a la puesta a tierra a través de una impedancia, cuyo elemento principal es una inductancia. Este medio de puesta a tierra es a veces denominado como reactancia de puesta a tierra. La clase de la puesta a tierra por impedancia utilizando una inductancia se subdivide a menudo en dos categorías: categoría de baja inductancia y categoría de alta

inductancia. La inductancia puede ser insertada directamente en la conexión del neutro a tierra u obtenida indirectamente aumentando la reactancia del circuito de retorno a tierra. Este último puede hacerse aumentando intencionalmente la reactancia de secuencia cero del aparato conectado a tierra u omitiendo algunas de las conexiones posibles desde los neutros de los aparatos a tierra. [1]

2.3.3. Puesta a tierra por Resistencia

Este medio de puesta a tierra hace referencia a la puesta a tierra a través de una impedancia, cuyo elemento principal es la resistencia. Esta clase es frecuentemente subdividida en categorías de baja o alta resistencia. La resistencia puede insertarse directamente en la conexión a tierra o puede ser insertada indirectamente de las siguientes formas:

- En el secundario de un transformador, cuyo primario está conectado entre neutro y tierra.
- En la esquina del secundario conectado en delta de un transformador de tierra en estrella.

Debe tenerse en cuenta que una resistencia de puesta a tierra puede tener una inductancia inherente considerable. Por ejemplo, una resistencia de rejilla de hierro fundido puede tener un factor de potencia de 0.98 o menos, dando como resultado una reactancia de aproximadamente el 20 % de la resistencia, a la frecuencia del sistema. [1]

2.3.4. Puesta a tierra resonante

La puesta a tierra resonante se basa en una inductancia puesta a tierra a través de tales valores de reactancia que, durante una falla entre uno de los Conductores y tierra, la corriente inductiva a frecuencia natural que fluye en la(s) inductancia(s) de puesta a tierra y la corriente capacitiva a frecuencia natural que fluye entre los conductores no defectuosos o sin falla y tierra son sustancialmente iguales en magnitud y desfasados 180°. Por lo tanto, se dice que se cancelan mutuamente en la falla. El tipo del inductor de puesta a tierra utilizado se denomina comúnmente un neutralizador de falla a tierra, bobina de extinción de arco o bobina de Petersen (Figura 2-3-4). [1]

Se espera que la componente de cuadratura de la corriente de falla monofásica a tierra de frecuencia nominal sea tan pequeña que una falla de arco en el aire sea auto extingible.

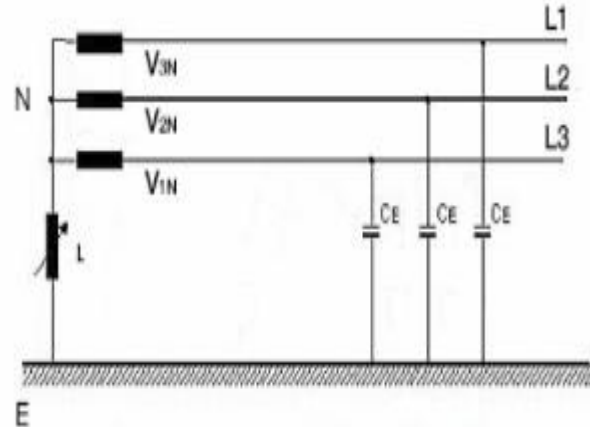


Figura 2-3-4 Bobina de Peterse [5]

2.3.5. Puesta a tierra por capacitancia

Se dice que un sistema está puesto a tierra por capacitancia cuando se conecta a tierra a través de una impedancia, cuyo elemento principal es una capacitancia.

La capacitancia es rara vez, si es que nunca, insertada directamente en una conexión a tierra para propósitos de puesta a tierra del sistema. Sin embargo, la capacitancia puede conectarse a tierra para fines de contrarrestar frentes ondas de choque. Además, los neutros de los bancos de condensadores de derivación se han conectado sólidamente a tierra en sistemas no puestos tierra. Tales aplicaciones deben ser cuidadosamente analizadas para detectar sobretensiones durante condiciones de falla. La puesta a tierra de la capacitancia debe evitarse, o analizarse cuidadosamente, para las condiciones de resonancia o para aumentar la corriente de falla. [1]

2.3.6. Transformadores de puesta a tierra

Los transformadores de puesta a tierra son comúnmente utilizados para proporcionar una trayectoria de retorno para la corriente de cortocircuito de fase a tierra, esto se logra conectando físicamente a tierra el neutro de un sistema por medio del transformador de puesta a tierra.

El uso de los transformadores de puesta a tierra, representa una ventaja significativa respecto a los sistemas que no tienen su neutro puesto a tierra ya que en este último no existiría una trayectoria de regreso para la corriente de cortocircuito si un circuito por ejemplo es alimentado desde el lado conectado en delta de un transformador de potencia, aunque dicho sistema podría seguir operando con la otras dos fases (con una elevación de su tensión de $\sqrt{3}$ veces la tensión nominal entre fases)

este procedimiento conllevaría una grave sobretensión permanente a la frecuencia del sistema, la cual afectaría notablemente al transformador de potencia y por lo tanto al sistema como tal, es por esto que se recomienda la utilización de los bancos de transformadores de puesta a tierra, existen dos tipos de estos transformadores: transformador de conexión estrella-delta, transformador con conexión en zig-zag. [6]

2.3.7. Sistemas de cuatro hilos con puesta a tierra común o puesta a tierra de un solo punto

Los sistemas de cuatro hilos con puesta a tierra de un solo punto, son sistemas donde el conductor neutro primario está aislado en todos los puntos excepto en la fuente. El conductor neutro de estos sistemas está conectado al punto neutro de los devanados del transformador de origen y a tierra. Los transformadores de distribución generalmente están conectados entre conductores de fase y neutro, con el descargador de sobretensiones conectado entre fase y tierra. [1]

Algunos sistemas de cuatro hilos utilizan un descargador entre el conductor neutro y tierra. En el transformador de distribución también puede utilizarse un “espacio de chispa” entre su neutro del secundario y el del descargador de tierra para proporcionar una mejor protección contra sobretensiones en los devanados del transformador. La principal ventaja de los sistemas de estos sistemas de cuatro hilos es la mayor sensibilidad de operación de sus relés de tierra que se puede obtener en comparación con los sistemas con múltiples puestas a tierra.

2.3.8. Sistemas de tres hilos con puesta a tierra común

En los circuitos trifásicos de distribución primaria de tres hilos, los transformadores monofásicos de distribución están conectados fase a fase. La conexión de 3 transformadores de distribución monofásica o de transformadores trifásicos de distribución suele ser en estrella y puesto a tierra en triángulo o triángulo-triángulo. También se pueden usar las conexiones flotantes de estrella-triángulo o T-T. La conexión a tierra triángulo-estrella no se utiliza generalmente porque actúa como un transformador de puesta a tierra. Los descargadores de sobretensión se conectan generalmente de fase a tierra. Sin embargo, la clasificación del descargador de sobretensiones es más alta que la utilizada en sistemas de puesta a tierra múltiple, ya que las sobretensiones temporales a 60 Hz esperadas en condiciones de falla también son mayores. [1]

2.3.9. Coeficiente de puesta a tierra

El termino coeficiente de puesta a tierra (COG) se utiliza en la práctica de puesta a tierra del sistema. (COG) Se define como $100\% \times \text{ELG}/\text{ELL}$. Donde, ELG es la tensión de línea a tierra más

alta (rms) a frecuencia natural, en una fase libre de falla, en una posición seleccionada, durante un fallo de línea a tierra que afecta a una o más fases. ELL es la tensión a frecuencia natural línea a línea que se obtendría, en la ubicación seleccionada, con el fallo despejado. El COG para sistemas trifásicos se calcula a partir de los componentes de impedancia de secuencia de fase, según se vean desde la ubicación de la falla. El COG es útil en la selección de una clase de descargador de sobretensiones para una ubicación seleccionada. [1]

2.3.10. Factor de falla a tierra (EFF)

El término factor de falla a tierra (EFF) es, en una medida limitada, usado en lugar de COG. En una ubicación seleccionada en un sistema trifásico, y para una configuración dada del sistema, el EFF es la relación de la tensión más alta (rms) de la frecuencia de alimentación línea-tierra a una fase sonora durante un fallo a tierra (que afecta a una o más fases en Cualquier punto) a la tensión de la frecuencia de alimentación rms que se obtendría en la ubicación seleccionada con el fallo eliminado. Por lo tanto, el EFF está relacionado con el COG por $\sqrt{3}$; como se muestra en la siguiente ecuación:

$$EFF = \sqrt{3} \frac{COG}{100}$$

Donde:

COG es el coeficiente de puesta a tierra, y EFF es el factor de falla a tierra

2.3.11. Efectivamente puesto a tierra

Puesto a tierra a través de una impedancia suficientemente baja (inherente o añadida intencionalmente, o ambos) de modo que el COG no exceda del 80%. [1]

2.4. Clases de puesta a tierra

2.4.1. Sistema puesto a tierra

Un sistema que es una combinación de líneas, cables o conductores con aparatos puede clasificarse ampliamente como: con puesta a tierra o sin puesta a tierra. Un sistema puesto a tierra es un sistema en el que al menos un conductor (usualmente el punto neutro de un transformador o de un devanado del generador) se conecta intencionalmente a tierra directamente o a través de una impedancia.

2.4.2. Determinación cuantitativa de las clases de puesta a tierra

Hay varias clases de puesta a tierra disponibles para el diseñador del sistema, cada una con un conjunto único de atributos. Las características de respuesta de las diversas clases de puesta a tierra pueden definirse o clasificarse en términos de las relaciones De parámetros de componentes simétricos, tales como la reactancia de secuencia positiva X_1 , la reactancia de secuencia negativa X_2 , la Reactancia de secuencia cero X_0 , la resistencia de secuencia positiva R_1 , la resistencia de secuencia negativa R_2 Y la resistencia de secuencia cero R_0 . [1]

3. Cálculo de la Resistencia de puesta a tierra y mediciones correspondientes

3.1. Valores de referencia de resistencia de puesta a tierra

El reglamento técnico colombiano RETIE establece que para tener un buen diseño de puesta a tierra se debe garantizar el control de las tensiones de paso, de contacto y transferidas. En razón a que la resistencia de puesta a tierra es un indicador que limita directamente la máxima elevación de potencial, pueden tomarse como referencia los valores máximos de la Tabla 3-1, adoptados de las normas técnicas IEC 60364-4-442, ANSI/IEEE 80, NTC 2050 y NTC 4552. El cumplimiento de estos valores, no exonera al diseñador y constructor de garantizar que las tensiones de paso, contacto y transferidas aplicadas al ser humano en caso de una falla a tierra, no superen las máximas permitidas. [7]

APLICACIÓN	VALORES MAXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA
Estructuras y torrecillas metálicas de líneas o redes con cable de guarda	20 Ω
Subestaciones de alta y extra alta tensión	1 Ω
Subestaciones de media tensión	10 Ω
Protección contra rayos	10 Ω
Punto neutro de acometida en baja tensión	25 Ω
Redes para equipos electrónicos o sensibles	10 Ω

Tabla 3-1. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra

Cuando existan altos valores de resistividad del terreno, elevadas corrientes de falla a tierra o prolongados tiempos de despeje de las mismas, se deben tomar las siguientes medidas para no exponer a las personas a tensiones por encima de los umbrales de soportabilidad del ser humano: [8]

- Hacer inaccesibles zonas donde se prevea la superación de los umbrales de soportabilidad para seres humanos.

- Instalar pisos o pavimentos de gran aislamiento.
- Aislar todos los dispositivos que puedan ser sujetados por una persona.
- Establecer conexiones equipotenciales en las zonas críticas.
- Aislar el conductor del electrodo de puesta a tierra a su entrada en el terreno.
- Disponer de señalización en las zonas críticas donde puedan trabajar profesionales competentes, siempre que cuenten con las instrucciones sobre el tipo de riesgo y estén dotados de los elementos de protección personal con aislamiento adecuado.

3.2. Mediciones para sistemas de puesta a tierra

En Colombia el método más utilizado para aplicaciones eléctricas y que se muestra en la figura 3.2 corresponde al método tetraelectródico de Wenner que es utilizado para medir la resistividad aparente del terreno, aunque en el presente trabajo se recomienda utilizar dicho método es posible seleccionar otros procedimientos debidamente reconocidos y documentados en las normas y prácticas de la ingeniería. [7]

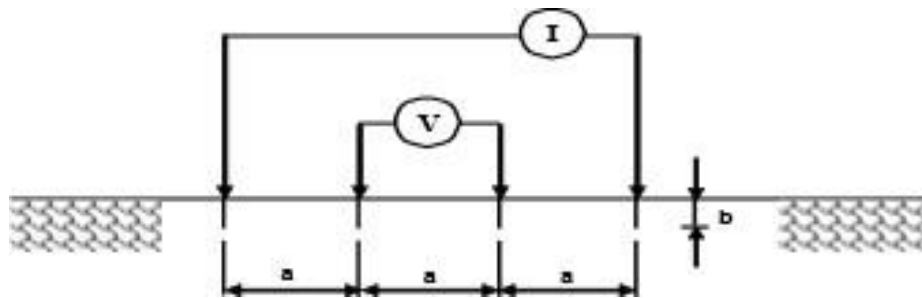


Figura 3-2.a: Esquema de medición de resistividad aparente

Es posible determinar la resistividad aparente del suelo utilizando el método tetraelectródico de Wenner mediante la siguiente ecuación:

$$\rho = \frac{4\pi a R}{\left(1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}\right)}$$

Donde:

ρ es la resistividad aparente del suelo en ohmios metro.

a es la distancia entre electrodos adyacentes en metros.

b es la profundidad de enterramiento de los electrodos en metros.

R es la resistencia eléctrica medida en ohmios, dada por V/I .

Cabe notar que cuando el valor de la profundidad de enterramiento de los electrodos es muy pequeño comparado con la distancia entre electrodos adyacentes la expresión anterior se reduce a:

$$\rho = 2\pi a R$$

3.3. Medición de Resistencia de Puesta a Tierra

La resistencia de puesta a tierra debe ser medida antes de la puesta en funcionamiento de un sistema eléctrico, como parte de la rutina de mantenimiento o excepcionalmente como parte de la verificación de un sistema de puesta a tierra. Para su medición se puede aplicar el método de Caída de Potencial, cuya disposición de montaje se muestra en la Figura 3-2.b [9]

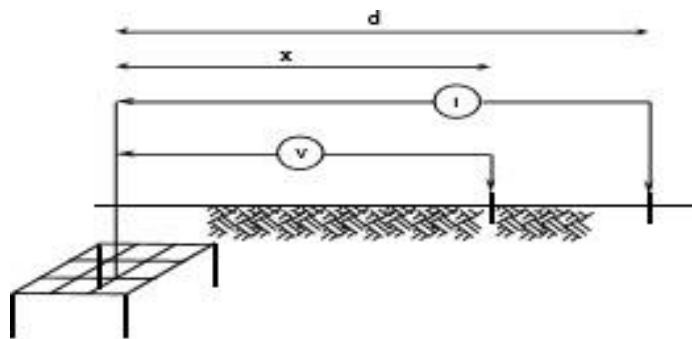


Figura 3-2.b.: Esquema de medición de resistencia de puesta a tierra.

En donde:

d es la distancia de ubicación del electrodo auxiliar de corriente, la cual debe ser 6,5 veces la mayor dimensión de la puesta a tierra a medir, para lograr una precisión del 95% (según IEEE 81).

x es la distancia del electrodo auxiliar de tensión.

La resistencia de puesta a tierra en ohmios, se calcula con V/I .

El valor de resistencia de puesta a tierra que se debe tomar al aplicar este método, es cuando la

disposición del electrodo auxiliar de tensión se encuentra al 61,8% de la distancia del electrodo auxiliar de corriente, siempre que el terreno sea uniforme. Igualmente, se podrían utilizar otros métodos debidamente reconocidos y documentados en las normas y prácticas de la ingeniería.

En líneas de transmisión con cable de guarda, la medición debe hacerse desacoplando el cable de guarda o usando un telurómetro de alta frecuencia (25 kHz).

3.3.1. Medición de tensiones de paso y contacto

Las tensiones de paso y contacto que se calculen en la fase de diseño, deben medirse antes de la puesta en servicio de subestaciones de alta y extra alta tensión, así como en las estructuras de las líneas de transmisión de tensiones mayores o iguales a 110 kV, localizadas en zonas urbanas o que estén localizadas a menos de 20 m de escuelas o viviendas de zonas rurales; para verificar que se encuentren dentro de los límites admitidos. [7]

En la medición deben seguirse los siguientes criterios adoptados de la IEEE-81.2 o los de una norma técnica que le aplique, tal como la IEC 61936-112: [9]

- a. Las mediciones se deben hacer preferiblemente en la periferia de la instalación de la puesta a tierra. Se emplearán fuentes de alimentación de potencia o generador de impulsos, adecuados para simular la falla, de forma que la corriente inyectada sea suficientemente alta, a fin de evitar que las medidas queden falseadas como consecuencia de corrientes espurias o parasitas circulantes por el terreno.
- b. Para subestaciones, deben medirse hasta un metro por fuera del encerramiento y en el caso de torres o postes a un metro de la estructura.
- c. Se debe procurar que la corriente inyectada sea del 1 % de la corriente para la cual ha sido dimensionada la instalación y no inferior a 50 A.
- d. Los electrodos de medida para simulación de los pies, deben tener cada uno una superficie de 200 cm² y ejercer sobre el suelo una fuerza de 250 N.
- e. Los cálculos para determinar las tensiones máximas posibles, se harán asumiendo que existe proporcionalidad.
- f. Se aceptan otros métodos de medición siempre y cuando estén avalados por normas técnicas internacionales, regionales, de reconocimiento internacional o NTC; en tales casos, quien utilice dicho método dejará constancia escrita del método utilizado y la norma aplicada.

4. Consideraciones Retie y el sistema eléctrico de la ciudad de Pereira

Se podría definir a un sistema de puesta a tierra como un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo, con el objetivo de evitar o reducir el riesgo de diferencias de potencial peligrosas en equipos, instalaciones, edificios y terrenos o superficies cercanas, cuando corrientes de falla o de descarga de origen externo drenen a dicho sistema. Estas corrientes llegan al sistema de puesta a tierra por medio de uniones metálicas directas, que unen a todos los equipos o partes de una instalación al sistema de puesta a tierra. La puesta a tierra es una metodología que tiene gran importancia en la protección y normal operación de los diversos sistemas eléctricos y electrónicos, y principalmente en la protección de vidas que están en contacto o en áreas de influencia de sistemas eléctricos. La puesta a tierra comprende cualquier unión metálica directa, sin ningún elemento de desconexión o seccionamiento, de sección suficiente, entre una parte de una instalación y un electrodo o placa metálica, de dimensiones y situaciones tales que, en todo momento, pueda asegurarse que el conjunto está prácticamente al mismo potencial de la tierra.

4.1. Requisitos de un sistema de puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra debe cumplir los siguientes requisitos:

- a. Los elementos metálicos que no forman parte de las instalaciones eléctricas, no podrían ser incluidos como parte de los conductores del sistema de puesta a tierra. Este requisito no excluye el hecho de que se deben conectar a tierra, en muchos casos.
- b. Los elementos metálicos principales que actúan como refuerzo estructural de una edificación deben tener una conexión eléctrica permanente con el sistema de puesta a tierra general.
- c. Las conexiones que van bajo el nivel del suelo (puesta a tierra), deben ser realizadas con soldadura exotérmica o conector certificado para enterramiento directo conforme a la norma IEEE 837 o la norma NTC 2206.
- d. Para verificar que las características del electrodo de puesta a tierra y su unión con la red equipotencial cumplan con el reglamento, se deben dejar puntos de conexión accesibles e inspeccionables al momento de la medición. Cuando para este efecto se construyan cajas de

inspección, sus dimensiones internas deben ser mínimo de 30 cm x 30 cm, o de 30 cm de diámetro si es circular y su tapa debe ser removible, no aplica a los electrodos de líneas de transporte.

e. Para evitar el sobrecalentamiento de conductores, en sistemas trifásicos de instalaciones de uso final con cargas no lineales, los conductores de neutro deben ser dimensionados por lo menos al 173% de la corriente de fase según los lineamientos de las normas la IEEE 519 o IEEE1100. Igualmente, se debe aceptar el dimensionamiento del conductor de neutro como se indica en la norma IEC 60364-5-52 (artículos 523, 524 y Anexo E), cuando se conocen con precisión las corrientes armónicas de tercer orden, que efectivamente circulen por el neutro. En todo caso en el diseño se debe hacer mención expresa de la norma utilizada.

f. A partir de la entrada en vigencia del RETIE queda expresamente prohibido utilizar en las instalaciones eléctricas, el suelo o terreno como camino de retorno de la corriente en condiciones normales de funcionamiento. No se permitirá el uso de sistemas monofilares, es decir, donde se tiende solo el conductor de fase y donde el terreno es la única trayectoria tanto para las corrientes de retorno como de falla.

g. Cuando por requerimientos de un edificio existan varias puestas a tierra, todas ellas deben estar interconectadas eléctricamente, según criterio adoptado de IEC-61000-5-2, tal como aparece en la figura 4-1.a

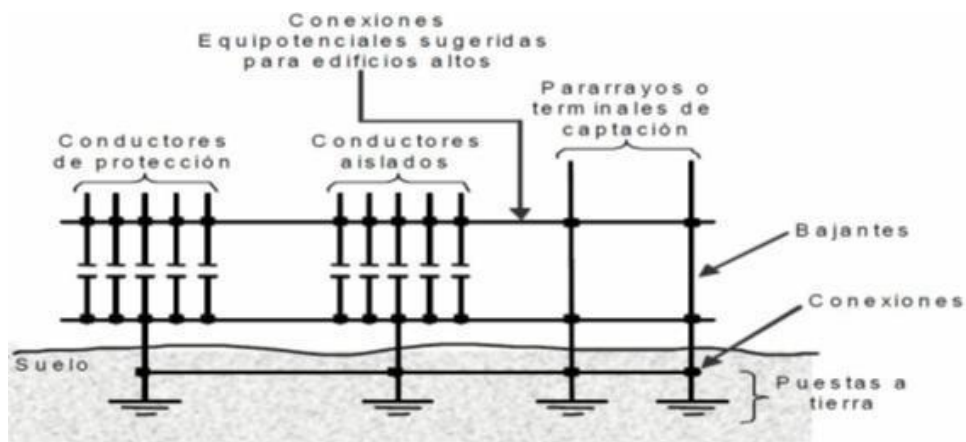


Figura 4-1.a Sistemas con puestas a tierra dedicadas e interconectadas. [7]

- h. Igualmente, para un mismo edificio quedan expresamente prohibidos los sistemas de puesta a tierra que aparecen en la Figura 4-1.b y Figura 4-1.c, según el criterio adoptado de la IEC 61000-5-2.

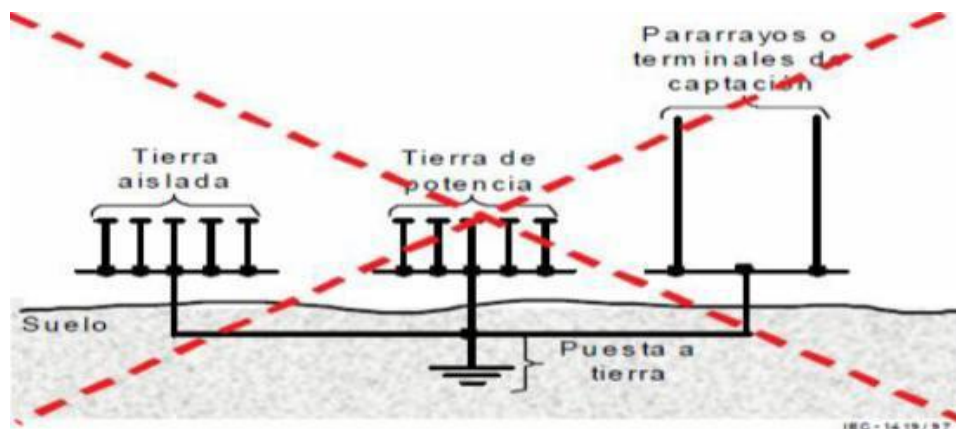


Figura 4-1.b Una sola puesta a tierra para todas las necesidades. [7]

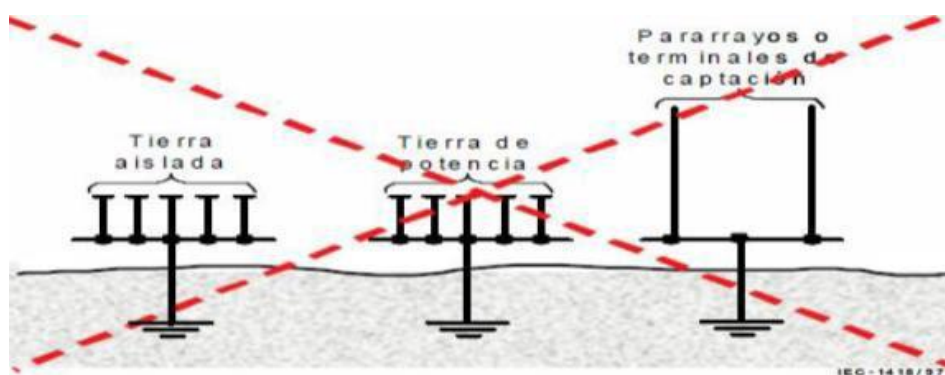


Figura 4-1.c Puestas a tierra separadas o independientes. [7]

Las anteriores figuras aclaran que se deben interconectar todas las puestas a tierra de un edificio, es decir, aquellas componentes del sistema de puesta a tierra que están bajo el nivel del terreno y diseñadas para cada aplicación particular, tales como fallas a tierra de baja frecuencia, evacuación de electrostática, protección contra rayos o protección catódica. Este criterio está establecido igualmente en la NTC 2050. Esta interconexión puede hacerse por encima o por debajo del nivel del piso.

4.2. Mantenimiento de sistemas de puesta a tierra

Después de algunos años, los componentes del sistema de puesta a tierra tienden a perder su efectividad, debido a corrosión, fallas eléctricas, daños mecánicos e impactos de rayos. Los trabajos de inspección y mantenimiento deben garantizar una continua actualización del sistema de puesta a tierra para el cumplimiento del RETIE. Si una inspección muestra que se requieren reparaciones, estas deben ser realizadas lo antes posible y no ser pospuestas hasta el próximo ciclo de mantenimiento. El encargado de la inspección debe ser un especialista en el tema, el cual debe entregar registros de lo observado, dicha inspección incluye la verificación de la documentación técnica, reportes visuales, pruebas y registros. Todo SPT debe ser inspeccionado de acuerdo con la tabla 4-2. [7]

Nivel de tensión de la instalación	Inspección visual (años)	Inspección visual y mediciones (años)	Sistemas críticos (1) Inspección visual y mediciones (años)
Baja	1	5	1
Media	3	6	1
Alta y Extra Alta	2	4	1

Tabla 4-2 Inspecciones según su nivel de tensión para los sistemas de puesta a tierra.

4.3. Diseño del sistema de puesta a tierra

Ya sean diseños de puesta a tierra para centrales de generación, líneas de transmisión de alta y extra alta tensión o subestaciones, se debe comprobar mediante el empleo de un procedimiento de cálculo, reconocido por la práctica de la ingeniería actual, que los valores máximos de las tensiones de paso y de contacto a que puedan estar sometidos los seres humanos, no superen los umbrales de resistividad o soportabilidad del ser humano. Dichos cálculos deben tomar como base una resistencia del cuerpo de 1000Ω y cada pie como una placa de 200 cm^2 aplicando una fuerza de 250 N. [7]

4.3.1. Procedimiento básico

El procedimiento básico sugerido es el siguiente:

- a. Investigar las características del suelo, especialmente la resistividad.
- b. Determinar la corriente máxima de falla a tierra, que debe ser entregada por el operador de Red, en media y alta tensión para cada caso particular.
- c. Determinar el tiempo máximo de despeje de la falla para efectos de simulación.
- d. Investigar el tipo de carga.
- e. Calcular de forma preliminar la resistencia de puesta a tierra.
- f. Calcular de forma preliminar las tensiones de paso, contacto y transferidas en la instalación.
- g. Evaluar el valor de las tensiones de paso, contacto y transferidas calculadas con respecto a la soportabilidad del ser humano.
- h. Investigar las posibles tensiones transferidas al exterior, debidas a tuberías, mallas, conductores de neutro, blindaje de cables, circuitos de señalización, además del estudio de las formas de mitigación.
- i. Ajustar y corregir el diseño inicial hasta que se cumpla los requerimientos de seguridad.
- j. Presentar un diseño definitivo. [7]

4.4. Funciones del sistema de puesta a tierra

Toda instalación eléctrica que haga uso del RETIE, excepto donde se indique expresamente lo contrario, tiene que disponer de un Sistema de Puesta a Tierra (SPT), para evitar que personas en contacto con la misma, tanto en el interior como en el exterior del sistema o instalación, queden sometidas a tensiones de paso, de contacto o transferidas, que superen los límites de resistividad del ser humano cuando se presente una falla eléctrica. [7]

La exigencia de puestas a tierra para instalaciones eléctricas cubre el sistema eléctrico como tal y los apoyos o estructuras metálicas que, ante una sobretensión temporal, puedan desencadenar una falla permanente a frecuencia industrial, entre la estructura puesta a tierra y la red. Los principales objetivos de un sistema de puesta a tierra (SPT) son:

La seguridad de las personas, la protección de las instalaciones y la compatibilidad electromagnética.

Las funciones de un sistema de puesta a tierra son:

- a. Garantizar condiciones óptimas de seguridad a los seres vivos.
- b. Permitir a los equipos de protección despejar rápidamente las fallas.
- c. Servir de referencia común al sistema eléctrico.
- d. Conducir y disipar con suficiente capacidad las corrientes de falla, electrostática y de rayo.
- e. Transmitir señales de RF en onda media y larga.
- f. Realizar una conexión de baja resistencia con la tierra y con puntos de referencia de los equipos.

Se debe resaltar que el criterio fundamental para garantizar la seguridad de los seres humanos, es la máxima energía eléctrica que pueden soportar, debida a las tensiones de paso, de contacto o transferidas y no el valor de resistencia de puesta a tierra tomado aisladamente. Sin embargo, un bajo valor de la resistencia de puesta a tierra es siempre deseable para disminuir la máxima elevación de potencial. [7]

4.5. Pereira Risaralda Colombia y su sistema eléctrico

Pereira es un municipio de la República de Colombia, capital del departamento de Risaralda. Es la ciudad más poblada de la región del Eje cafetero, cuenta con más de 464.719 habitantes (según censo de 2011) y conforma el Área Metropolitana Centro Occidente, junto con los municipios de Dosquebradas y La Virginia. Está ubicada en la región centro occidente del país, en el valle del río Otún y parte del valle del río Cauca, en la Cordillera Central de los Andes colombianos. Al igual que muchas ciudades colombianas, posee zonas altas de difícil acceso, o partes planas o poco empinadas; las calles de la ciudad se hacen conforme al relieve de la zona, caso tal como la Avenida del Río que cruza el valle del río Otún, por lo cual posee pocas elevaciones, pero sí varias ondulaciones laterales. El área municipal es de 702 km^2 ; limita al norte con los municipios de La Virginia, Marsella y Dosquebradas, al noreste con Santa Rosa de Cabal y al este con el departamento del Tolima, al sur con los departamentos de Quindío y Valle del Cauca, al oeste con el municipio de Balboa y el departamento del Valle del Cauca. El territorio Pereirano que se extiende principalmente de oriente a occidente, brinda a la ciudad diferentes climas; tal es el caso de los corregimientos de Caimalito y Cerritos al occidente de la

ciudad, en cercanías al río Cauca: su temperatura se acerca a los 30°C. Al otro extremo se halla la vereda La Suiza, en donde también se encuentra la Universidad Tecnológica de Pereira, que, debido al territorio ocupado por bosques principales y secundarios, es una de las zonas más frías de la ciudad, además de su alta humedad. [10]

Topografía: la región servida por la Empresa de energía de Pereira presenta una topografía ligeramente montañosa en las estribaciones de la cordillera Central y otra, aproximadamente plana, en las vecindades del río Cauca, así como entre el sector de Cerritos y el casco urbano de Pereira. Altura sobre el nivel del mar: la ciudad de Pereira se localiza a una altura de 1411 m.s.n.m, y el sistema de la Empresa se ubica entre cotas como las de las orillas del río Cauca (900 m.s.n.m) y la del sector del Cedral (1700 m.s.n.m). Temperatura: valor medio 21 °C.

Según el IDEAM en Pereira se tiene una precipitación media anual de 2750 mm y un nivel cerámico del orden de 40 (entendiendo por tal el número de días promedio al año, en los cuales se oye al menos un trueno, día tormentoso). Es evidente que las condiciones climáticas afectan directamente las mediciones respectivas para el diseño de la puesta a tierra, a continuación, se muestran las condiciones climáticas y atmosféricas de la ciudad.

Las estaciones meteorológicas solamente cubren el 35% del área total de los municipios del SIN. Municipios del SIN: 573.700 km². Cobertura de estaciones meteorológicas: 198.600 km² (considerando radios de 20 y 30 km).

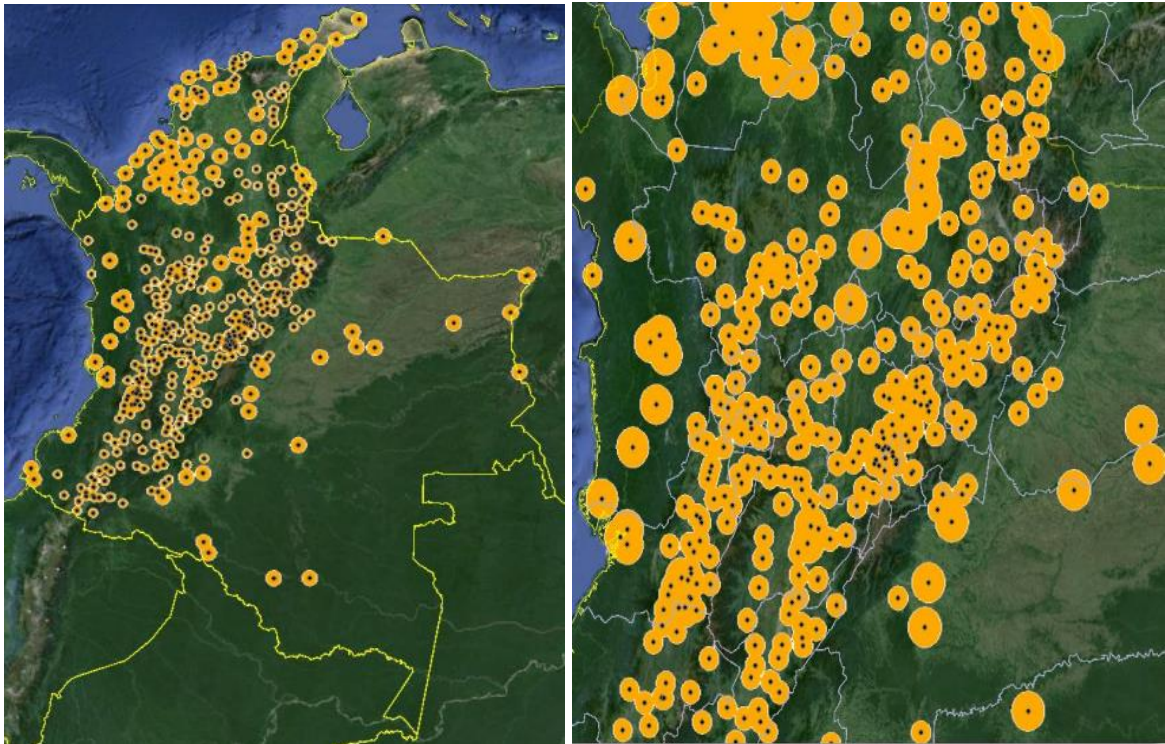


Figura 4-5.a Ubicación estaciones meteorológicas del SIN. [11]

Los siguientes mapas fueron elaborados con la información histórica de 2800 estaciones meteorológicas distribuidas en todo el país. Las series históricas procesadas corresponden al período estándar 1971-2000. Todos los valores están en milímetros.



Figura 4-5.b Lluvia promedio anual en Pereira. [11]

Como se observa en la figura 4-5.b la ciudad de Pereira presenta una distribución espacio temporal de la precipitación media anual de 2500 a 3000 mm.

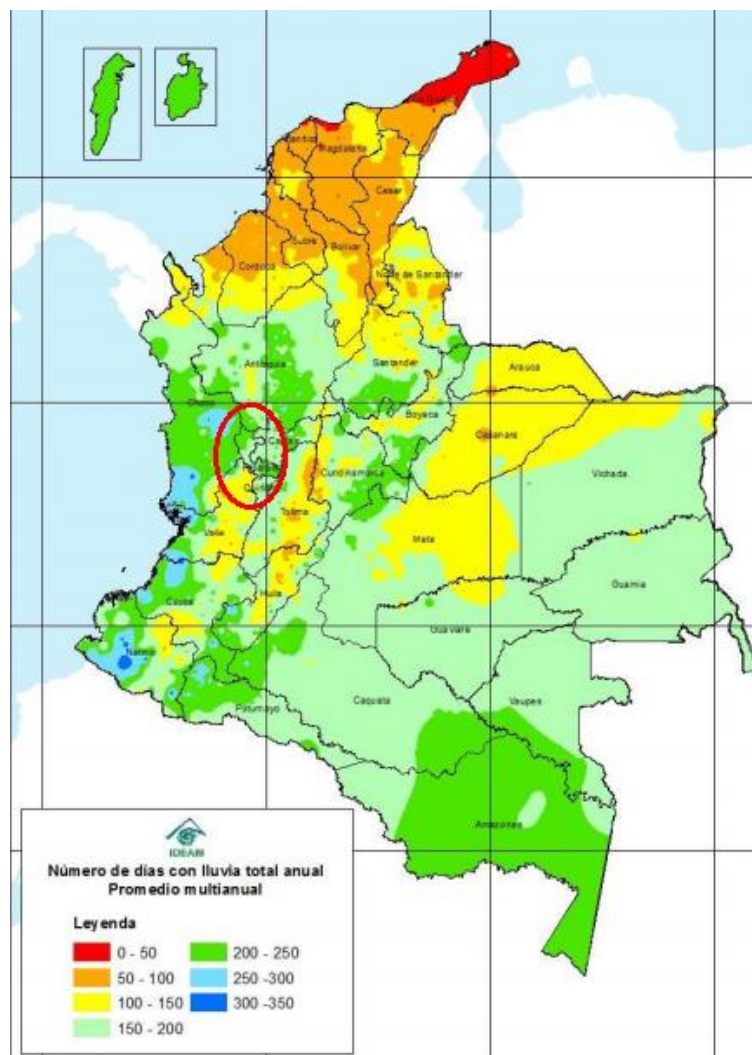


Figura 4-5.c Número de días con Lluvia (promedio anual) [11]

Como se observa en la figura 4-5.c en la ciudad de Pereira se tienen en promedio de 200 a 250 días con Lluvia al año.

La empresa de energía de Pereira establece en su reglamento lo siguiente:

“El neutro (conductor puesto a tierra) de las redes de baja tensión es continuo, y se conectara al conductor de puesta a tierra en el transformador de distribución, incluyendo cada punto terminal de los ramales involucrados.

Las bajantes de los neutros de las redes de baja tensión se harán en cable de cobre aislado No.4 AWG, y emplearan los espacios internos de la postería para alojar los conductores de puesta a tierra; la conexión del neutro con la bajante a tierra debe hacerse mediante el empleo de conector tipo aislamiento. [12]

Para efectos de dicho reglamento serán de obligatorio cumplimiento para electrodos de puesta a tierra, los siguientes requisitos, tomados de las Normas técnicas NTC-2206 y NTC-2050.

Tipo de electrodo	Materiales	Dimensiones Mínimas
Varilla	Cobre Acero inoxidable Acero con recubrimiento Electrodepositado (cobre o zinc)	Longitud: 2.4m Diámetro:12.7m Espesor del recubrimiento:0.25mm
Tubo	Cobre	Longitud: 2.4m Diámetro interior: 50.8mm Espesor: 2.03mm
Placa	Cobre	Área:0.5m ² Espesor 6mm

Tabla 4-5-a Tipos de electrodos. [12]

El electrodo tipo varilla debe estar identificado con el nombre del fabricante, la marca registrada o ambos, y sus dimensiones; esto debe hacerse dentro de los 30 cm de su parte superior, según criterio adoptado de la NTC-2206. La resistencia de la toma de tierra debe, en lo posible, ser menor o igual a 25 Ω .

Las tensiones eléctricas para el sistema de la ciudad de Pereira se muestra en la tabla 4-5.b:

Interconexión	115 kilovoltios (Alta tensión)
Anillos y cargas industriales	33 kilovoltios (Media tensión)
Distribución primaria	13,2 kilovoltios (Media tensión)
Distribución secundaria	Menor a 1 kilovoltio (Baja Tensión)

Tabla 4-5.b Tensiones eléctricas del sistema de la ciudad de Pereira. [12]

5. Control de sobretensiones temporales y consideraciones básicas

Los sistemas sin conexión a tierra y de tres hilos con puesta a tierra común o de un solo punto generalmente requieren menor inversión cuando la carga es sobre todo trifásica. Por otro lado, los costos favorecen los sistemas con puesta a tierra múltiple cuando las cargas son en su mayoría monofásicas. Se deben considerar varios factores para determinar si el sistema debe estar puesto o no puesto a tierra.

Un factor por considerar es el área geográfica y el nivel cerámico esto tendrá un efecto considerable en el tipo de descargadores de sobretensión requeridos y en el grado de protección que se considera necesario. En un área que tiene un nivel cerámico alto, puede ser ventajoso usar un conductor estático o un conductor aéreo blindado para protección contra descargas atmosféricas. El conductor neutro del primario se puede utilizar muy fácilmente para el alambre de blindaje y también puede funcionar como un conductor neutro común con el sistema secundario. Sin embargo, con el uso de cables aéreos para circuitos secundarios, habrá alguna duplicación de conductores neutros que no sean objetables en comparación con las interrupciones reducidas y la reducción de los disparos para la sustitución de fusibles y la reparación de equipos dañados por rayos. Además, el número de conexiones a tierra del conductor neutro por milla de línea debe ser considerado.

Generalmente, un mínimo de cuatro conexiones a tierra por milla se considera adecuado para un sistema de puesta a tierra de multipunto o de puestas a tierra múltiples de cuatro hilos.

Otro método de protección contra rayos que se ve afectado por el tipo de puesta a tierra es el uso de descargadores de sobretensión instalados en cada conductor a intervalos de aproximadamente 394 m (1200 pies). La clasificación de tensión del descargador está directamente relacionada con la efectividad de la conexión a tierra empleada en un sistema particular. Por ejemplo, los descargadores en un sistema trifásico sin conexión a tierra de tres hilos necesitarían una clasificación adecuada de tensión para la tensión de fase a fase. Por otro lado, en un circuito trifásico de cuatro hilos con conexión a tierra efectiva, los descargadores pueden tener una clasificación de tensión de sólo el 75% de la tensión de fase a fase. Esto también puede permitir el uso de equipos que tengan un nivel de aislamiento básico más bajo (BIL). [1]

5.1. Componentes simétricas

Las componentes simétricas se utilizan para estudiar y analizar sistemas monofásicos desequilibrados; su aplicación se basa en el teorema de C.L. Fortescue. Este teorema establece que un sistema desequilibrado de n vectores relacionados entre sí, puede descomponerse en n sistemas de vectores equilibrados denominados componentes simétricos de los vectores originales. Estos n vectores de cada conjunto de componentes tienen características iguales: igual magnitud y desfase, pero diferente secuencia.

5.1.1. Componentes simétricas de vectores asimétricos

Aplicando el teorema de Fortescue a un sistema trifásico desequilibrado se obtiene que los tres vectores desequilibrados de este sistema se descomponen en tres sistemas equilibrados de vectores. Estos tres sistemas se agrupan de la siguiente forma:

1. Componentes de secuencia positiva
2. Componentes de secuencia negativa
3. Componentes de secuencia cero.

Estas componentes simétricas tienen igual magnitud y diferencia de fases, 120 grados entre sí, pero no tienen igual secuencia de fases, es así como la componente de secuencia positiva tiene la misma secuencia de fases que los vectores originales, la componente de secuencia negativa tiene la secuencia de fase opuesta a la de los vectores originales; y las componentes de secuencia cero no tienen diferencia de fase, es decir, su desfase es de cero grados.

Los subíndices usados para las componentes de secuencia son:

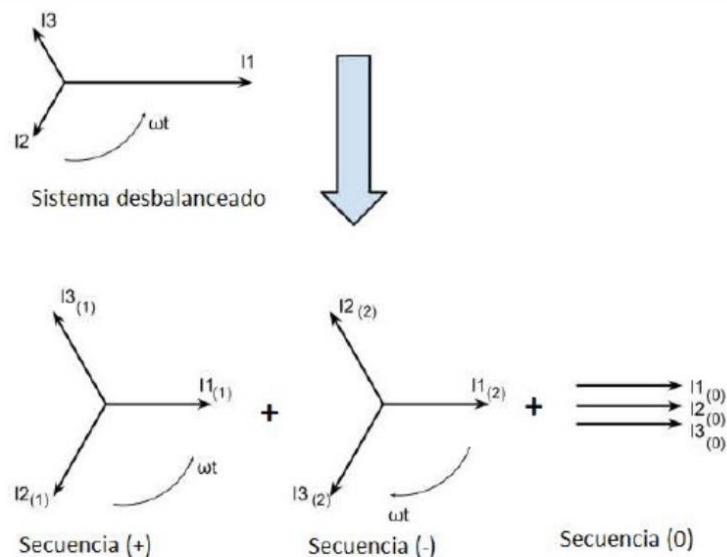


Figura 5-1.1. Componentes simétricas de un sistema desequilibrado.

De esta imagen podemos observar que cada uno de los tres fasores del sistema desbalanceado puede

expresarse como la suma de tres fasores de secuencia positiva, negativa y cero. También se debe notar la convención de los subíndices: el (1) para secuencia positiva, (2) para secuencia negativa y (0) para secuencia cero. Al escribir las ecuaciones se usarán estos números como superíndices, pero indican lo mismo.

Para el caso de tres vectores de voltajes, las sumatorias de sus componentes simétricas serían de la forma:

$$\begin{aligned}V_a &= V_{a+} + V_{a-} + V_{a0} \\V_b &= V_{b+} + V_{b-} + V_{b0} \\V_c &= V_{c+} + V_{c-} + V_{c0}\end{aligned}$$

Se recomienda el uso de operador para representar la rotación de un vector de 120 grados, se le asigna la letra “a” a un operador que se desplaza 120 grados y queda de la siguiente forma:

$$“a” = 1 \angle 120$$

Se puede expresar cada componente vectorial de V_b y V_c como una función de una componente de V_a con el operador “a” de la siguiente forma:

$$\begin{aligned}V_{b+} &= a^2 V_{a+} & V_{c+} &= a V_{a+} \\V_{b-} &= a V_{a-} & V_{c-} &= a^2 V_{a-} \\V_{b0} &= V_{a0} & V_{c0} &= V_{a0}\end{aligned}$$

Ahora sustituyendo se obtiene:

$$\begin{aligned}V_a &= V_{a+} + V_{a-} + V_{a0} \\V_b &= a^2 V_{a+} + a V_{a-} + V_{a0} \\V_c &= a V_{a+} + a^2 V_{a-} + V_{a0}\end{aligned}$$

Trabajando con la matriz A y la matriz transpuesta de esta, se pueden hacer simplificaciones y llegar a determinar las componentes de secuencia positiva, negativa y cero de cualquier vector desbalanceado. En este caso se trabajará con V_a .

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix}$$

$$\begin{aligned}V_{a0} &= 1/3(V_a + V_b + V_c) \\V_{a+} &= 1/3(V_a + aV_b + a^2 V_c) \\V_{a-} &= 1/3(V_a + a^2 V_b + a V_c)\end{aligned}$$

La corriente del neutro en un sistema trifásico es igual a la sumatoria de las corrientes de línea, por lo tanto:

$$I_n = I_a + I_b + I_c$$

Usando la ecuación $V_{a0} = 1/3(V_a + V_b + V_c)$ para corrientes, se puede observar que:

$$I_{a0} = 1/3(I_a + I_b + I_c) \text{ por lo tanto } I_{a0} = 1/3(I_n)$$

Basándose en esta ecuación, se puede concluir que, si el sistema trifásico que se está estudiando no tiene retorno al neutro, la corriente de neutro es cero, por lo que la componente de secuencia cero no existe. Por esto las corrientes en las líneas no tienen componentes de secuencia cero, solo

secuencia positiva y negativa. De igual forma, se concluye que, si la sumatoria de voltajes entre líneas del sistema trifásico que se está estudiando, es cero y siempre será cero, los voltajes de línea de este sistema no tienen componentes de secuencia cero, solo secuencia positiva y negativa. Sin embargo, la sumatoria de los voltajes entre líneas y neutro, no es cero, por lo que estos voltajes con respecto al neutro si pueden tener componentes de secuencia cero.

5.1.2. Potencia en función de las componentes simétricas

La potencia compleja total, en un sistema trifásico con líneas a, b y c, es de la siguiente forma:

$$S = P + jQ = V_a I_a^* + V_b I_b^* + V_c I_c^*$$

Los voltajes V_a , V_b y V_c son voltajes con respect al neutron del Sistema trifasico estudiado, y las Corrientes I_a , I_b e I_c son las Corrientes de linea de dicho Sistema trifasico.

Si se conocen las componentes simétricas de las corrientes y voltajes de un sistema trifasic, se puede establecer la potencia compleja total en funcion de componentes simétricas:

$$S = V_a I_a^* + V_b I_b^* + V_c I_c^* = 3V_0^* I_0^* + 3V_1^* I_1^* + 3V_2^* I_2^*$$

Donde V_0 , V_1 y V_2 estan con respect el neutro.

Con esta ecuación se podra calcular la potencia total compleja de un sistema trifásico, a partir de las componentes simétricas de voltajes y corrientes del sistema.

5.2. Redes de secuencia positiva, negativa y cero

Los generadores, transformadores, motores o líneas de transmisión pueden ser representados por tres redes de secuencia:

1. Redes de secuencia positiva
2. Redes de secuencia negativa
3. Redes de secuencia cero

5.2.1. Impedancias de secuencia

Existen tres tipos de impedancia de secuencia:

1. Impedancia de secuencia positiva
2. Impedancia de secuencia negativa
3. Impedancia de secuencia cero

Si a través de la impedancia de un circuito, solo circulan corrientes de determinada secuencia, entonces la impedancia será denominada como la impedancia de esa secuencia.

El equivalente monofásico que forman las impedancias de secuencia de cualquier corriente, se llama “red de secuencia” de dicha secuencia.

5.2.2. Redes de secuencia cero

Las corrientes de secuencia cero pueden estar circulando por tierra y esta tierra normalmente no está al mismo potencial en todos los puntos, por esta razón, la barra de referencia de la red de secuencia cero presenta una tierra con potencial no uniforme; los cables de tierra y la impedancia de tierra se incluyen en la impedancia de secuencia cero de la línea, por lo que estas tensiones medidas respecto a la barra de referencia de dicha red son las tensiones exactas respecto a tierra. El conductor de retorno del sistema tiene impedancia nula.

Si fuera un circuito conectado en delta, no se dispone de camino de retorno, por lo tanto, en la red de secuencia cero esta condición se representa con una impedancia infinita y abierta. Como el circuito delta es un circuito serie cerrado, las corrientes de secuencia cero pueden circular dentro del mismo, pero estas corrientes deberían de ser producidas por la delta, por las tensiones generadas de secuencia cero o por fuentes exteriores.

5.3. Fallos asimétricos

En sistemas de energía es común encontrar este tipo de fallos, se pueden producir a través de impedancias, conductores abiertos o cortocircuitos; entre este tipo de fallos se tienen fallos línea-tierra, línea-línea o línea-tierra-línea. Un fallo asimétrico se presentará si se rompe uno o dos conductores o si los dispositivos de protección no abren de forma simultánea las tres líneas del sistema. Cuando se presenta un fallo asimétrico se generan corrientes desequilibradas que circulan por el sistema, por lo tanto, es de vital importancia el uso de componentes simétricas para determinar corrientes y voltajes en el sistema al presentarse un fallo asimétrico.

5.3.1. Fallos asimétricos en sistemas de potencia

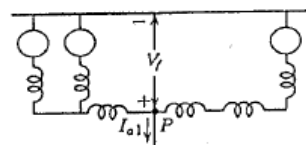
Ahora se mostrará una tabla con los diagramas unifilares de los diferentes tipos de fallos de un sistema de potencia trifásico y las redes de secuencia positiva, negativa y cero.

SÍMBOLOS	ESQUEMAS DE CONEXIONES	CIRCUITOS EQUIVALENTES DE SECUENCIA CERO

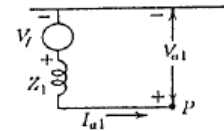
Figura 5-3.1. Tipos de fallos asimétricos.



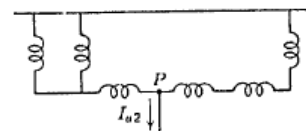
(a) Diagrama unifilar de un sistema trifásico equilibrado



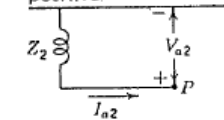
(b) Red de secuencia positiva.



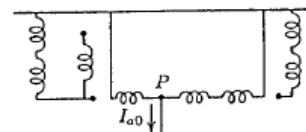
(c) Equivalente Thévenin de la red de secuencia positiva.



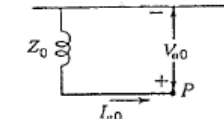
(c) Red de secuencia negativa



(f) Equivalente Thévenin de la red de secuencia negativa



(d) Red de secuencia cero



(g) Equivalente Thévenin de la red de secuencia cero

Figura 5-3.1.b Equivalentes de Thévenin de los tres tipos de secuencia.

5.4 Fallas a tierra

Las fallas a tierra en los sistemas de potencia pueden causar sobretensiones de frecuencia fundamental en las fases donde no ocurre la falla, que duran el tiempo dure la falla. La puesta a tierra del sistema determina la magnitud de estas sobretensiones, que a su vez establece la clasificación de tensión mínima de los descargadores de sobretensión utilizados en el sistema.

Sobre la base de una evaluación de los parámetros del circuito, los límites de tensión de funcionamiento, el tipo de construcción y las características de magnetización del transformador de distribución, se ha elaborado una propuesta para la selección de las clasificaciones de tensión de los descargadores de sobretensión de carburo de silicio por un grupo de trabajo del “IEEE Surge - Comité de Dispositivos de Protección”. El grupo propuso que la clasificación de tensión del ciclo de trabajo de los descargadores de sobretensión seleccionados para sistemas con puesta a tierra de multipunto con conductor desnudo o aislado (cable de línea) unido a aisladores de vidrio o porcelana fuera igual o mayor que la tensión nominal de línea a neutro multiplicada por el producto del factor del Rango A 1.05 (de ANSI C82.1 -1985) y 1,2, que es el aumento de tensión máximo en las fases donde no ocurre la falla de un circuito con carga. Esto es 1,25 veces la tensión nominal de línea a neutro.

De forma similar, para los sistemas de cables espaciadores, un factor que no exceda de 1,58 parece razonable como el valor máximo de sobretensión en las fases donde no ocurre la falla de un circuito trifásico durante fallas monofásicas a tierra. Teniendo en cuenta los transformadores de distribución conectados, el factor se reduce a 1,46. Por lo tanto, para los sistemas de cables espaciadores, la tensión nominal del ciclo de trabajo de los descargadores debe basarse en la tensión nominal de línea a neutro multiplicado por el producto del factor del rango A 1.05 y 1.46. Esto equivale a 1,5 veces la tensión nominal de línea neutro del sistema.

La tensión más alta que normalmente experimentará un descargador se ha calculado tradicionalmente considerando un fallo de línea a tierra simple como se muestra en la Figura 5-4 donde se observa el sistema de distribución primario Pereirano.

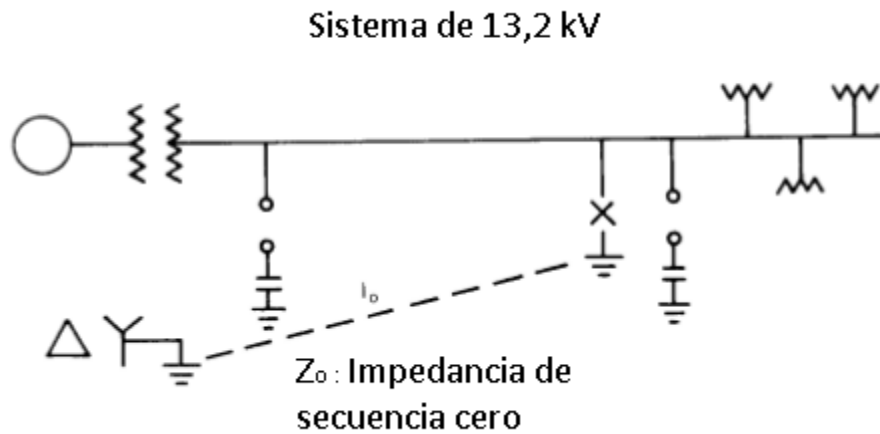


Figura 5-4.a Fallo de línea a tierra

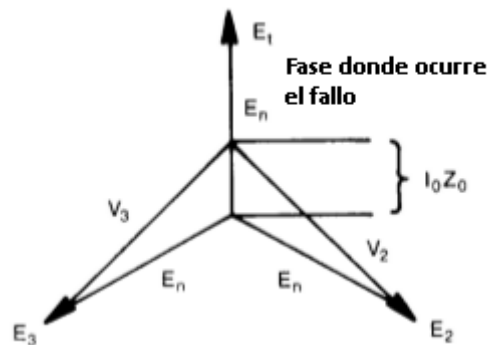


Figura 5-4.b Diagrama de fase para una falla única de línea a tierra. [1]

Como ejemplo, la tensión a tierra en las fases donde no ocurre el fallo de un sistema multipunto de cuatro hilos con carga puede aumentar hasta en un 20%, la cantidad exacta depende de la ubicación de la falla. Sin embargo, en la selección de la sobretensión máxima vista por el equipo, se debe considerar la regulación de tensión del sistema, lo que hace que la tensión máxima de pre-fallo este 5% por encima de la tensión nominal. En consecuencia, el factor máximo de sobretensión para este sistema es aproximadamente 1.25 (1.2×1.05).

5.5 Ferrorresonancia, medidas prácticas para reducir su probabilidad de ocurrencia

Otra fuente potencial de sobretensión temporal del sistema es la ferrorresonancia. La ferrorresonancia no siempre puede ser totalmente evitada en el diseño del sistema, pero se pueden tomar medidas prácticas para reducir la probabilidad de ocurrencia, como la ubicación de fusibles y conmutadores monofásicos eléctricamente cerca del banco del transformador; Mediante la conexión de transformador de puesta a tierra en estrella; conexión de transformadores monofásicos de fase a neutro en vez de fase a fase; etc.

La conmutación monofásica, el soplado de fusibles o un conductor roto pueden producir sobretensiones cuando se producen oscilaciones ferro-no lineales entre la reactancia de magnetización de un transformador y la capacitancia del sistema. Una multitud de situaciones de circuito práctico puede ocurrir que puede dar lugar a fenómenos ferrorresonantes. Básicamente, pueden surgir las condiciones necesarias cuando una o dos fases abiertas dan lugar a la energización de la capacitancia en serie con la reactancia de magnetización no lineal de un transformador. Pueden producirse sobretensiones a través del transformador y la capacitancia. Una situación de circuito típica conocida por ser susceptible a la ferrorresonancia se muestra en la Figura 5-5.

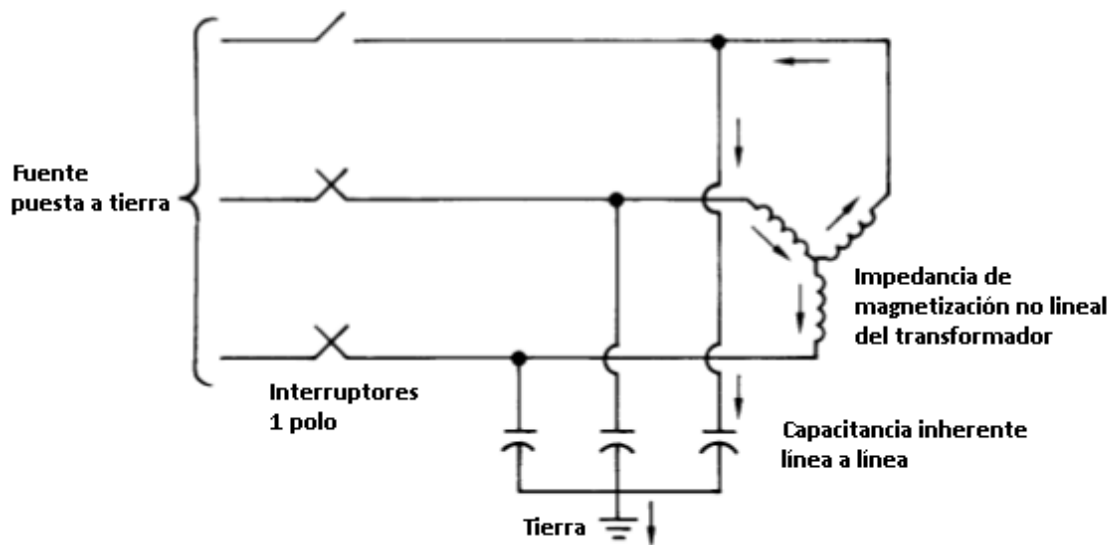


Figura 5-5. Conmutación monofásica en un circuito trifásico. [1]

La capacitancia puede ser la de circuitos aéreos, cables, bancos de condensadores o, en algunos casos, la capacitancia inherente del propio transformador. La gravedad y la naturaleza de las sobretensiones, si las hay, son función de la magnitud relativa de "L" y "C" y de la forma de la característica de saturación del transformador.

5.6. Control de corrientes de falla a tierra

La limitación deliberada de corrientes de falla a tierra, por ejemplo, mediante el uso de un reactor neutro, se incluye en dos áreas de aplicación diferentes:

- 1) Sistemas efectivamente conectados a tierra donde las corrientes de falla a tierra se reducen intencionadamente para permitir el uso de conmutadores, fusibles, conectores, etc., de menor potencia, pero donde la corriente máxima de falla a tierra sigue siendo 60% o más de la corriente de falla trifásica disponible.
 - 2) Sistemas de puesta a tierra con impedancia en los que la corriente de falla a tierra se limita intencionalmente a valores inferiores al 60% (normalmente inferior al 25%) del valor trifásico. El propósito principal de tal puesta a tierra de impedancia es reducir la perturbación del sistema causada por fallas de tierra o permitir que el sistema permanezca en funcionamiento mientras falla.
- [13]

La economía significativa y los beneficios de operación pueden ser alcanzados mediante la limitación de las corrientes de falla de distribución. Éstos incluyen una posible reducción de la capacidad de interrupción requerida de interruptores automáticos, reconectores y fusibles; Reducción de la capacidad momentánea requerida de interruptores y conectores; Reducción de la posibilidad de la incineración del conductor o fallo térmico; y menor posibilidad de fallos violentos de aparatos de distribución como transformadores, condensadores y descargadores de sobretensión. Para alcanzar estos beneficios se requiere una cuidadosa atención a las corrientes de fallas trifásicas y de fase a fase, así como a las corrientes de falla de fase a tierra. Las técnicas para reducir simultáneamente todos los tipos de corrientes de falla incluyen reactores limitadores de corriente, reducción de la capacidad nominal en kilovoltioamperios o aumento de la impedancia de los transformadores de la subestación de distribución y operación de subestaciones de distribución con buses de baja tensión divididos.

En muchos casos, puede ser ventajoso el control de corrientes de falla a tierra solas, o además de medidas para fallas multifásicas. Las principales razones de esta situación son:

- En las subestaciones de distribución que utilizan las conexiones de transformador más comunes (delta-estrella o estrella-delta-estrella), la corriente de falla a tierra para fallos cercanos a la estación siempre será mayor que la corriente de falla trifásica. Cuanto más alto depende de las características del sistema de transmisión y el transformador redactor.
- Para muchos tipos de aparatos, por ejemplo, transformadores monofásicos de distribución, descargadores de sobretensiones, conmutadores y conectores en ramas monofásicas, el fallo de fase a tierra puede ser el único modo de fallo posible.
- El control de corriente de falla a tierra suele ser menos costoso que las técnicas que también controlan las corrientes de falla multifase y no tiene un efecto tan perjudicial sobre las pérdidas del sistema y la regulación de tensión. [1]

Las magnitudes de corriente de falla a tierra pueden reducirse efectivamente insertando una impedancia adicional (normalmente una inductancia) en la conexión neutro-tierra del transformador de la subestación de distribución. La presencia de la impedancia de neutro adicional aumenta la impedancia de secuencia cero (Z_0), disminuyendo así la corriente de falla a tierra disponible.

A continuación, se muestra un análisis práctico basado en datos reales facilitados por la empresa de Energía de Pereira de algunos nodos de circuitos pertenecientes a la red de media tensión (13,2 kV) de la ciudad, con el fin de reducir el nivel máximo de falla a tierra.

Nodo 1. Perteneciente al circuito Ventorrillo 5, ubicado en la Calle 14 #19-66 con el Edificio “Los cisnes” como punto de referencia. Apoyo No. 127909.





Figura 5-6.a. Nodo 1 circuito Ventorrillo 5

En este nodo del circuito Ventorrillo 5 se tiene un nivel de corriente de falla de 1950 A (fase-tierra), si se quisiera reducir este valor por ejemplo a un nivel máximo de falla a tierra de 1200 A se podría realizar el siguiente procedimiento:

La impedancia equivalente existente para fallas de fase a tierra [$X_{eq} = 1/3 (X_1 + X_2 + X_0)$] es:

$$X_{eq} = \frac{13200/\sqrt{3}}{1950} = 3,9\Omega$$

El nivel deseado es:

$$X_{eq} = \frac{13200/\sqrt{3}}{1200} = 6,35\Omega$$

Por lo tanto, un reactor de $2,45 \Omega$ instalado en el neutro lograría reducir el nivel máximo de falla a tierra alrededor de 1200 A en el nodo 1 de dicho circuito.

Nodo 2. Pertenece al circuito Naranjito 1, ubicado villa del Prado con “Canchas sintéticas Maracaná” como punto de referencia. Apoyo No. 862040, transformador con placa 6713.



Figura 5-6.b. Nodo 2 circuito Naranjito 1, Villa del Prado

En este nodo los niveles de corriente de falla existentes son de 760 A (fase-tierra), supongamos además que se desea reducir el nivel máximo de falla a tierra a 400 A.

La impedancia equivalente existente para fallas de fase a tierra [$X_{eq} = 1/3 (X_1 + X_2 + X_0)$] es:

$$X_{eq} = \frac{13200/\sqrt{3}}{760} = 10,02\Omega$$

El nivel deseado es:

$$X_{eq} = \frac{13200/\sqrt{3}}{400} = 19,05\Omega$$

Por lo tanto, un reactor de 9,03 Ω instalado en el neutro producirá la reducción deseada.

(Este procedimiento no es correcto para los sistemas de distribución que utilizan conexiones en Estrella a tierra/delta en los bancos de transformadores de distribución. Tales bancos proporcionan una fuente adicional de corriente de tierra. La instalación de un reactor neutro en la estación de origen de dicho sistema reducirá la corriente de falla a tierra, Pero no tanto como se esperaba, debido a que los transformadores conectados a tierra en las líneas producirán corriente adicional.)

En los sistemas de cuatro hilos multipunto, los conductores neutros de la línea de distribución deben estar conectados al extremo de tierra del reactor para evitar la derivación del reactor con trayectorias paralelas a tierra. El reactor debe tener una capacidad de clasificación continua de corriente suficientemente grande como para llevar la corriente del neutro máxima estimada. IEEE Std 32-1972 proporciona clasificaciones continuas de 3% y 7% para reactores de corta duración de 10 s y 1 min, respectivamente. [1]

6. Conclusiones y recomendaciones

6.1. Conclusiones

- Cada una de las posibles soluciones a un problema de puesta a tierra tiene por lo menos una característica que es sobresaliente, pero que se obtiene con algún sacrificio de otras características o parámetros que pueden ser igualmente importantes. Por lo tanto, se debe considerar la selección de la clase y los medios de puesta a tierra que más beneficios presente ya que dicha elección suele ser un compromiso entre soluciones algo conflictivas entre sí.
- Con el fin de tener un buen diseño de puesta a tierra se debe garantizar el control de las tensiones de paso, de contacto y transferidas según recomienda el reglamento técnico de instalaciones eléctricas RETIE.
- La ferorrresonancia no siempre puede ser totalmente evitada en el diseño del sistema, pero se pueden tomar medidas prácticas para reducir la probabilidad de ocurrencia, como la ubicación de fusibles y conmutadores monofásicos eléctricamente cerca del banco del transformador
- Generalmente, un mínimo de cuatro conexiones a tierra por milla se considera adecuado para un sistema de puesta a tierra de multipunto o de puestas a tierra múltiples de cuatro hilos.
- Las magnitudes de corriente de falla a tierra pueden reducirse efectivamente insertando una impedancia adicional (normalmente una inductancia) en la conexión neutro-tierra del transformador de la subestación de distribución. La presencia de la impedancia de neutro adicional aumenta la impedancia de secuencia cero (Z_0), disminuyendo así la corriente de falla a tierra disponible.
- Los sistemas sin conexión a tierra y de tres hilos con puesta a tierra común o de un solo punto generalmente requieren menor inversión cuando la carga es sobre todo trifásica. Por otro lado, los costos favorecen los sistemas con puesta a tierra múltiple cuando las cargas son en su mayoría monofásicas.
- Los sistemas puestos a tierra presentan menores costos de operación y mantenimiento, facilidad en la detección de fallas o perturbaciones del sistema y mayor seguridad para el personal y el equipo.

- En un sistema con neutro no puesto a tierra, una segunda falla a tierra puede ocurrir en otra fase del sistema antes de que la primera falla sea removida, esta segunda falla puede estar en el mismo circuito que la falla original o en otro circuito diferente del sistema, lo que produce una corriente de falla de fase a fase de gran magnitud que circulará a través de los conductores de puesta a tierra del equipo y activará el equipo de protección del sistema eléctrico.
- El porcentaje de falla es sustancialmente menor y el tiempo fuera de servicio del sistema disminuye, en sistemas eléctricos puestos a tierra que en los no puestos a tierra.
- Se debe comprobar mediante el empleo de un procedimiento de cálculo, reconocido por la práctica de la ingeniería actual, que los valores máximos de las tensiones de paso y de contacto a que puedan estar sometidos los seres humanos, no superen los umbrales de resistividad o soportabilidad del ser humano.
- Toda instalación eléctrica que haga uso del RETIE, excepto donde se indique expresamente lo contrario, tiene que disponer de un Sistema de Puesta a Tierra (SPT), para evitar que personas en contacto con la misma, tanto en el interior como en el exterior del sistema o instalación, queden sometidas a tensiones de paso, de contacto o transferidas, que superen los límites de resistividad del ser humano cuando se presente una falla eléctrica.
- Los conductores de puesta a tierra deben cumplir con las siguientes funciones básicas: tener suficiente capacidad para conducir con seguridad cualquier corriente de falla probable a que sean sometidos y tener una impedancia suficientemente baja para limitar la tensión a tierra.

6.2. Recomendaciones

- Aunque no existe un sistema de distribución óptimo para todas las aplicaciones, Las características de un sistema eléctrico deben valorarse contra los requerimientos de las cargas a usar, el alumbrado, la continuidad del servicio, la seguridad y el costo; de esta forma se podrá determinar si un sistema de distribución debe ser puesto a tierra de forma sólida o a través de una impedancia.
- Se recomienda establecer inspecciones y mantenimientos periódicos de los sistemas de puesta a tierra, pues estos presentarán deterioro en sus elementos debido a múltiples

factores ya sea ambientales o por razones externas. Si una inspección muestra que se requieren reparaciones, estas deben ser realizadas lo antes posible y no ser pospuestas hasta el próximo ciclo de mantenimiento. El encargado de la inspección debe ser un especialista en el tema, el cual debe entregar registros de lo observado, dicha inspección incluye la verificación de la documentación técnica, reportes visuales, pruebas y registros.

- Se sabe que la Resistencia del suelo varía según la temperatura y humedad de éste, por lo tanto se debe realizar la medición de la resistividad del terreno en donde va a operar el sistema cuando se tengan las condiciones menos favorables.
- Emplear el método de Wenner a la hora de medir la resistividad del suelo ya que este método garantiza más confiabilidad, además de ser un método sencillo de implementar.
- En un área que tiene un nivel cerámico alto, puede ser ventajoso usar un conductor estático o un conductor aéreo blindado para protección contra descargas atmosféricas.
- No es aconsejable utilizar en las instalaciones eléctricas, el suelo o terreno como camino de retorno de la corriente en condiciones normales de funcionamiento.
- No usar sistemas monofilares, es decir, donde se tiende solo el conductor de fase y donde el terreno es la única trayectoria tanto para las corrientes de retorno como de falla.
- Para verificar que las características del electrodo de puesta a tierra y su unión con la red equipotencial cumplan con el reglamento, se deben dejar puntos de conexión accesibles e inspeccionables al momento de la medición.
- Para prolongar la vida útil del equipo se debe reducir mediante la adecuada protección, la duración y/o la magnitud del esfuerzo de sobre tensión al que se ve sometido el aislamiento de un equipo.

7. Bibliografía

- [1] S. D. Committee, “C62.92.5-2009 IEEE Guide for the Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems, Part V-Transmission Systems and Subtransmission Systems,” vol. 2009, no. June, 2009, pp. 1–38.
- [2] B. Brown, “System Grounding,” *Sq. D Eng. Serv.*, pp. 1–13, 2015.
- [3] 2005 Edition The National Electrical Code, NFPA70, The National Fire Protection Association, Inc., “No Title,” 2005.
- [4] D. 1991. IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems, IEEE Std. 142-1991, “No Title.”
- [5] “vis_resource @ www.electroyou.it.” .
- [6] J. H. L. P. P. F. A. O. Sanz;, “Aterrizaje del neutro en sistemas eléctricos.”
- [7] Ministerio de Minas y Energía, “Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE),” 2013.
- [8] Ministerio de Minas y Energía, “Resolución Número 180540 De 2010, RETILAP,” p. 243, 2010.
- [9] *IEEE Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System,” in IEEE Std 81-2012 (Revision of IEEE Std 81-1983) , vol., no., pp.1-86, Dec. 28 2012 doi: 10.1109/IEEESTD.2012.6392181. .*
- [10] “default @ www.pereira.gov.co.” .
- [11] M. y E. A. Instituto de Hidrología, *No Title*. 2007.
- [12] I. E. D. E. D. P. S. A. E. S. P, “I Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.”
- [13] J. M. C. Ambrosio, “Sistemas eléctricos aterrizados y no aterrizados en alta tensión.”